

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**Análisis comparativo de las alternativas para la utilización
de curtailment de energía en el norte de Chile: evaluación
de la producción de hidrógeno, amoníaco y agua**

Andrés Morales De Ferrari

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Análisis comparativo de las alternativas para la utilización de curtailment de energía en el norte de Chile: evaluación de la producción de hidrógeno, amoníaco y agua.

Nombre del candidato(a): Andrés Esteban Morales De Ferrari

Carrera / Grado: Magister en economía energética

Campus: Vitacura

Departamento: Ingeniería Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, **Rodrigo Rozas Valderrama**, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

6 meses 12 meses 2 años 3 años 5 años 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 05-11-2025

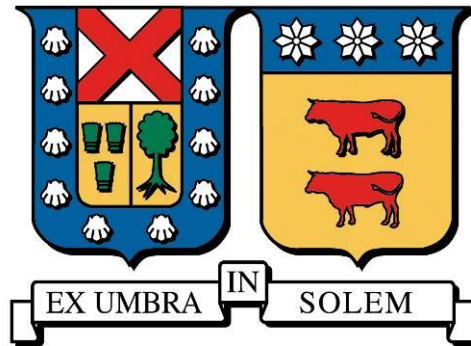
Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03/11/2025

Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



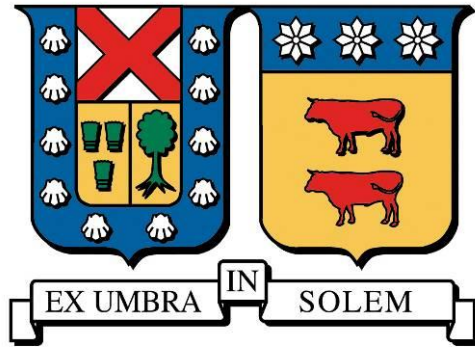
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**Análisis comparativo de las alternativas para la
utilización de curtailment de energía en el norte
de Chile: evaluación de la producción de
hidrógeno, amoníaco y agua.**

Andrés Morales De Ferrari

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2025



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**Análisis comparativo de las alternativas para la
utilización de curtailment de energía en el norte de
Chile: evaluación de la producción de hidrógeno,
amoniaco y agua .**

Tesina de grado presentada por

Andrés Morales De Ferrari

como requisito parcial para optar al grado de

Magíster en Economía Energética

Profesor Guía
Rodrigo Rozas

Profesor Correferente
Antonio Sánchez

Profesor Correferente externo
Lorena Oliver Jerez

Agosto 2025

TITULO DE LA TESINA:

Análisis comparativo de las alternativas para la utilización de curtailment de energía en el norte de Chile: evaluación de la producción de hidrógeno, amoníaco y agua.

AUTOR:

Andrés Morales De Ferrari.

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Rodrigo Rozas.....

Antonio Sánchez.....

Lorena Oliver Jerez.....

Mayo de 2025, Santiago, Chile.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	8
2.	OBJETIVOS	9
2.1	OBJETIVO GENERAL	9
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
3.	METODOLOGÍA DE TRABAJO	9
3.1	METODOLOGÍA PRIMERA PARTE	9
3.2	METODOLOGÍA SEGUNDA PARTE: EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS.	10
3.3	METODOLOGÍA TERCERA PARTE: ANÁLISIS DE RIESGO DE LA VARIABILIDAD DEL SUMINISTRO.	11
4.	ESTADO DEL ARTE	12
4.1	ESTADO DEL ARTE PARTE 1: PROYECTOS O EMPRESAS.	12
4.2	ESTADO DEL ARTE PARTE 2: COMPLEMENTO TÉCNICO.....	19
5.	DESARROLLO	23
5.1	LOS CURTAILMENT MÁS SIGNIFICATIVOS EN CHILE.	23
5.2	REPRESENTACIÓN DEL IMPACTO Y POTENCIAL APROVECHAMIENTO.	24
5.3	PERSPECTIVAS FUTURAS EN CHILE	26
6.	OPORTUNIDADES	27
6.1	OPORTUNIDADES ENERGÉTICAS EN CHILE	27
6.2	OPORTUNIDADES ECONÓMICAS Y PRODUCTIVAS.....	28
6.3	AVANCES TECNOLÓGICOS E INTEGRACIÓN DE PROYECTOS	29
6.4	APOYO POLÍTICO Y ESTRATÉGICO	30
6.5	BARRERAS EN CHILE.....	33
6.6	CARACTERIZACIÓN CONCEPTUAL DE TECNOLOGÍAS PARA HIDRÓGENO, AMONIACO Y AGUA.	40
6.7	EVALUACIONES Y MODELOS	44
6.8	DISEÑO, COSTOS Y CONSUMO PLANTA DESALINIZADORA DE DOBLE PURIFICACIÓN	49
6.9	DISEÑO, COSTOS Y CONSUMO PLANTA HIDRÓGENO Y AMONIACO	51
6.10	DIMENSIONAMIENTO DE PLANTAS DE AGUA DESALINIZADA, HIDRÓGENO VERDE Y AMONIACO.	52
6.11	EVALUACIÓN DEL CONTEXTO COMERCIAL PREVIO A LA MODELACIÓN ECONÓMICA	54
6.12.9	RESULTADOS CONSOLIDADOS DE ESCENARIOS	77
7.	UBICACIÓN EN LA COSTA DE CHILE	78
8.	COMPARATIVO DE COMPETENCIA HIDRÓGENO VS ALMACENAMIENTO BESS	80
9.	CONCLUSIONES	81
10.	ANEXOS	82
	82
11.	REFERENCIAS	82

RESUMEN

La presente tesina analiza las alternativas para el aprovechamiento del curtailment energético en el norte de Chile, concentrándose en la conversión de estos excedentes en vectores energéticos como hidrógeno verde, amoníaco y agua. Durante el año 2023, el desaprovecho energético alcanzaron los 967,3 GWh, lo que representa una oportunidad estratégica para transformar esta energía desperdiciada en productos útiles desde el punto de vista económico, ambiental y energético. El estudio de tesina considera como base un escenario de acceso a energía a bajo costo de PPA cercano a 30 USD/MWh, condición esencial para asegurar la viabilidad técnica y financiera de los proyectos.

Se realizó una evaluación comparativa de tecnologías de electrólisis como AWE y PEM así como de métodos de tratamiento de agua como la ósmosis inversa. Desde el punto de vista técnico, la tecnología AWE se posiciona como la más adecuada gracias a su menor consumo energético de 52,56 kWh/kg H₂, su menor CAPEX inicial y una mejor rentabilidad, reflejada en un VAN de 28,7 millones de USD y una TIR del 12 %. Asimismo, se identificó que el uso de agua de mar tratada mediante ósmosis inversa es la alternativa más viable en zonas de alto curtailment, dada su abundancia, escalabilidad y bajo impacto ambiental comparado con fuentes de agua dulce.

Los resultados indican que con el nivel actual de vertimiento sería posible, anualmente, producir hasta 15.000 toneladas de hidrógeno verde, o bien 85.000 toneladas de amoníaco, o más de 10 millones de m³ de agua tratada. Sin embargo, el análisis económico evidencia diferencias relevantes entre estas alternativas. El hidrógeno verde, pese a su potencial estratégico, no posee un mercado interno desarrollado y enfrenta altos costos iniciales. El amoníaco verde, en contraste, cuenta con una demanda local estimada en 350.000 toneladas anuales y potencial exportador, aunque su rentabilidad sigue siendo limitada bajo precios actuales de mercado aproximado a 1 USD/kg, presentando un VAN negativo en todos los escenarios modelados.

En cambio, la producción de agua ultrapura demostró ser una opción económicamente sólida. A pesar de una inversión inicial elevada, el flujo de ingresos proyectado permitió alcanzar un VAN de 66,7 millones de dólares, destacando por su estabilidad y menor exposición a la volatilidad del precio de la energía. También se identificó que la Bahía de Mejillones es la localización óptima para este tipo de desarrollos, por su infraestructura portuaria, cercanía a una barra de conexión y proximidad a industrias que podrían ser usuarios finales.

La sensibilidad del modelo al precio de la energía fue un hallazgo clave. En un escenario sin curtailment y con precios del PPA cercanos a 80 USD/MWh, la producción de hidrógeno deja de ser rentable, lo que reafirma la urgencia de aprovechar estos excedentes mientras estén disponibles. De esta manera, se concluye que transformar el curtailment en una oportunidad de desarrollo económico y sostenibilidad requiere no solo de condiciones técnicas adecuadas, sino también de políticas públicas que fomenten estos proyectos, y de la estructuración de mercados que permitan la comercialización eficiente de estos nuevos productos energéticos.

ABSTRACT

This thesis analyzes the alternatives for harnessing energy curtailment in northern Chile, focusing on converting surplus electricity into energy vectors such as green hydrogen, ammonia, and treated water. In 2023, energy curtailment reached 967.3 GWh, representing a strategic opportunity to transform wasted energy into economically, environmentally, and energetically valuable products. The study is based on a scenario assuming low-cost energy access, with a PPA price close to 30 USD/MWh—an essential condition for ensuring the technical and financial viability of the proposed projects.

A comparative evaluation of electrolysis technologies, such as Alkaline Water Electrolysis (AWE) and Proton Exchange Membrane (PEM), as well as water treatment methods like reverse osmosis, was conducted. From a technical standpoint, AWE was identified as the most suitable technology due to its lower energy consumption (52.56 kWh/kg H₂), lower CAPEX requirements, and higher profitability, yielding a Net Present Value (NPV) of USD 28.7 million and an Internal Rate of Return (IRR) of 12%. Additionally, seawater treated through reverse osmosis emerged as the most viable water source in high-curtailment areas, given its abundance, scalability, and lower environmental impact compared to freshwater sources.

The results indicate that, under current curtailment levels, it would be possible to annually produce up to 15,000 tons of green hydrogen, 85,000 tons of ammonia, or more than 10 million m³ of treated water. However, the economic analysis reveals significant differences between these alternatives. While green hydrogen has strategic potential, it lacks a developed domestic market and involves high initial costs. In contrast, green ammonia has an estimated local demand of 350,000 tons per year and strong export potential, but its profitability remains limited at current market prices (~1 USD/kg), showing negative NPVs across all modeled scenarios.

On the other hand, the production of ultrapure water proved to be an economically robust alternative. Despite high initial investment, the projected revenue flow yielded an NPV of USD 66.7 million, highlighting its financial stability and lower sensitivity to energy price fluctuations. The Bay of Mejillones was also identified as the optimal location for these projects, due to its port infrastructure, proximity to the national grid connection point, and closeness to potential industrial off-takers.

The model's sensitivity to energy prices was a key finding. In a scenario without curtailment and with a PPA price of 80 USD/MWh, green hydrogen production becomes unprofitable—reinforcing the need to utilize these energy surpluses while they are still available. Thus, the study concludes that transforming curtailment into a driver of economic development and sustainability requires not only appropriate technical conditions, but also public policies that support such projects and structured markets that enable the commercialization of these emerging energy products.

GLOSARIO

MEE	Magíster en Economía Energética
DIMEC	Departamento de Ingeniería Mecánica
USM	Universidad Técnica Federico Santa María
MW	Mega watts
CO ₂	Dióxido de Carbono
GWh	Gigawatts-hora
SMR	Reformado de Metano con Vapor (Steam Methane Reforming)
SEIA	Servicio de Evaluación Ambiental de Chile
HIF	Highly Innovative Fuels
MAE	Mejillones Ammonia Energy
NGHC	NEOM Green Hydrogen Company
AREH	Asian Renewable Energy Hub
BP	British Petroleum
CWP	CWP Energy Asia
SEIA	Servicio de Evaluación Ambiental de Chile
ASTM	American Society for Testing and Materials
IRENA	International Renewable Energy Agency
DOE	Department of Energy de EE.UU.)

1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día la transición energética es una realidad que nos obliga a emprender en la búsqueda de alternativas sostenibles para la gestión eficiente de los curtailment de energía (967,3 GWh aproximadamente en 2023 en Chile) [1][2]. Esto es crucial para minimizar las pérdidas contables, pero también para asegurar la estabilidad del sistema. El fenómeno de los curtailment ocurre debido a restricciones económicas de mercado o técnicas, que impiden aprovechar toda la energía generada [3]. Este proceso de limitación de producción, también conocido como curtailment, se presenta cuando la red eléctrica no puede recibir toda la electricidad producida, ya sea por baja demanda o por falta de infraestructura de transmisión adecuada [5]. Esta situación no solo genera pérdidas económicas, sino que también representa una oportunidad para innovar en soluciones que permitan mitigar ese desperdicio energético.

La producción de hidrógeno, amoníaco y agua se ha destacado y posicionado como una alternativa innovadora para aprovechar los curtailment de energía, ya que estas opciones ofrecen mayor flexibilidad operativa al sistema energético del país [1]. Entre estos proyectos, podemos destacar al Volta en Mejillones, que busca producir amoníaco verde a partir de hidrógeno generado por electrólisis del agua, con una planta solar fotovoltaica de 600 MW, ubicada a 8 kilómetros, que permitirá la producción anual de 620.000 toneladas de amoníaco [69].

Otro ejemplo es el proyecto Haru Oni, ubicado en Cabo Negro, Punta Arenas, que utiliza energía eólica de un aerogenerador de 3,4 MW para producir combustibles sintéticos a partir de hidrógeno verde. En este proceso, el hidrógeno se combina con CO₂ para producir metanol y gasolina sintética [52].

La presente tesina tiene como objetivo realizar un análisis comparativo de las diferentes alternativas para la utilización de los curtailment de energía, enfocándose en la producción de hidrógeno, amoníaco y agua. Se evaluará su impacto en términos de eficiencia, viabilidad técnica y sostenibilidad. Este estudio busca maximizar los beneficios de los curtailment en diferentes escenarios, considerando las condiciones impuestas por el sistema eléctrico y las necesidades del mercado.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar las diferentes alternativas de aprovechamientos de los curtailment de energía, con un enfoque a la producción de hidrógeno, amoniaco y de agua, identificando la opción más viable de un punto de vista económico, técnico y ambiental.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los curtailment de energía más significativos en Chile, evaluando su impacto y potencial de aprovechamiento y perspectivas futuras.
- Identificar oportunidades, barreras y tecnologías disponibles para la conversión de curtailment de energía en hidrógeno, amoniaco y agua.
- Dimensionar las plantas de hidrógeno, amoniaco y agua en Chile, considerando los volúmenes de energía vertida y las características técnicas y económicas asociadas a su producción.
- Evaluar económicamente las tecnologías viables para el aprovechamiento del curtailment, considerando su posible finalización el 2029 por cambios en la matriz eléctrica del país.
- Comparar según el análisis de competencia del uso de hidrógeno v/s tecnologías de almacenamiento.

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

3.1 METODOLOGÍA PRIMERA PARTE.

La metodología de esta tesina se basará en el análisis y comparación de alternativas para el aprovechamiento de los curtailment de energía en el norte de Chile, esto con un enfoque en la producción de hidrógeno y amoniaco verde. Este análisis integrará fuentes científicas, técnicas, económicas, y así también información proveniente de proyectos actuales que se esté implementando estas tecnologías. Todo esto con el objetivo de evaluar la viabilidad y el impacto de las distintas alternativas.

Como primera parte, se realizará una revisión de información existente en documentos académicos en contexto generales, documentos técnicos y casos de estudios de proyectos internacionales y nacionales en el campo de las energías renovables y tecnologías de almacenamiento. La revisión podrá ser complementada mediante entrevistas a expertos en el sector energético y renovable, quienes puedan aportar conocimientos específicos sobre los desafíos y oportunidades del hidrógeno y el amoniaco en contextos de alta penetración de energías renovables.

3.2 METODOLOGÍA SEGUNDA PARTE: EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS.

Para la evaluación de las alternativas, en primera parte se consideró la situación actual del país, tomando como referencia ejemplos internacionales para aplicarlos al contexto local si es posible.

Se analizó los costos de implementación y almacenamiento asociados a una de estas plantas de producción de hidrógeno y amoníaco, incluyendo tanto los costos iniciales de infraestructura como los costos de almacenamiento, que representan un factor crítico tanto en su costo total y como en su viabilidad. Se debe entender que existen diferentes escenarios de inversión para esta infraestructura: el primero contempla la instalación de una planta completamente nueva, y el segundo, el aprovechamiento de infraestructura existente para convertirla en híbrida o adaptarla. Esto último implicaría evaluar la factibilidad técnica de dicha transformación.

Los ingresos fueron estimados en función de la producción de hidrógeno o amoníaco, considerando factores como la capacidad de producción, los precios actuales del mercado y la demanda estimada o proyectada para sectores industriales y comerciales.

La evaluación del impacto ambiental se realizó utilizando datos de resoluciones ambientales (SEIA) de proyectos en operación que manejan tecnologías similares de producción de hidrógeno, amoníaco y agua. Si no se llega a obtener datos específicos, el nivel de impacto ambiental se reflejará en la cantidad de gases de efecto invernadero vertido y otros contaminantes asociados a estas tecnologías.

La transmisión energética, aunque juegue un rol relevante y crítico en relación de los curtailment, este aspecto no fue evaluado en detalle en esta tesina, ya que escapa del foco de la evaluación de tecnologías. No obstante, se mencionarán y reconocerá su importancia en el contexto del curtailment.

Con esta metodología se buscó ofrecer una evaluación que permita identificar la alternativa más viable desde un enfoque económico, técnico y ambiental, en función de los objetivos de descarbonización, desarrollo de energías renovables en el país y pero con foco principal, la eliminación o disminución de los curtailment energéticos.

3.3 METODOLOGÍA TERCERA PARTE: ANÁLISIS DE RIESGO DE LA VARIABILIDAD DEL SUMINISTRO.

En esta parte de la metodología se incluirá un análisis de riesgo con focus al impacto en la variabilidad del suministro de energía renovable, particularmente para la generación de hidrógeno, amoníaco y agua. Este análisis tiene como objetivo identificar los principales riesgos asociados, evaluar sus impactos y proponer estrategias de mitigación para garantizar la viabilidad de las tecnologías presentadas.

También se analizarán los riesgos asociados a la variabilidad climática, que afecta la disponibilidad de recursos renovables como la energía solar y eólica. Esto incluye la identificación de eventos que puedan reducir significativamente la generación disponible. Es posible que también se presenten algunas fallas en la infraestructura y provocar interrupciones en la generación de estas mismas, las cuales podrían aumentar los curtailment de energía.

La mitigación de estos riesgos incluirá estrategias como la integración de sistemas de almacenamiento energético, principalmente mediante baterías BESS, para estabilizar la oferta y atrapar los excedentes de generación. También se investigará la diversificación de fuentes renovables, combinando tecnologías como la solar y la eólica para aprovechar perfiles complementarios de generación. Como opción de respaldo se puede evaluar la implementación de contratos de respaldo energético con plantas convencionales, con el fin de garantizar un suministro mínimo en situaciones de contingencia.

Para todo esto, algunos datos climáticos hay que considerar predicciones climáticas estocásticas en un futuro, para maximizar la flexibilidad ante la variabilidad del suministro. Así, se buscará proporcionar una evaluación que permita identificar las alternativas tecnológicas más viables, integrando la resiliencia frente a la variabilidad del suministro, en el contexto de los objetivos de descarbonización y sostenibilidad energética de Chile.

4. ESTADO DEL ARTE

4.1 ESTADO DEL ARTE PARTE 1: PROYECTOS O EMPRESAS.

4.1.1 ESTADO DEL ARTE: HIDRÓGENO Y AMONIACO EN CHILE Y EL MUNDO

En Chile, el curtailment de energías renovables alcanzó 967,3 GWh durante 2023, lo que representa un incremento del 90% en comparación con agosto de 2022 [2]. En este periodo, la energía solar registró un aumento de 123,4%, mientras que la energía eólica creció en un 45,4%, según datos de Generadoras de Chile. En agosto, el curtailment de energías renovables se ubicó en 93,59 GWh, lo cual resalta la relevancia de aprovechar este exceso de generación renovable para nuevos usos, como el almacenamiento en forma de hidrógeno y amoniaco [5]. Sin embargo, las tecnologías de almacenamiento de energía aún están en proceso de maduración, y el atrasado de definiciones en la implementación de la Ley de Promoción de Almacenamiento, aprobada en 2022, están ralentizando e incluso reprimiendo el desarrollo de proyectos de almacenamiento en Chile [4].

A nivel mundial múltiples proyectos están desarrollando tecnologías y capacidades para la producción de hidrógeno verde, aunque estos no están completamente orientados hacia el uso de curtailment energéticos. El término "curtailment" hace referencia a la limitación en la producción de energía renovable cuando la red eléctrica no puede absorber toda la energía generada, ya sea por restricciones económicas o por insuficiencia en la capacidad de transmisión. Esta situación es común en regiones con alta penetración de energías renovables, como en Chile, donde grandes cantidades de energía solar y eólica a menudo no pueden ser inyectadas en la red. Esto presenta una oportunidad para el desarrollo de tecnologías de almacenamiento y uso alternativo de la energía, como la producción de hidrógeno, amoniaco y agua, donde ya el hidrógeno verde se ha perfilado como un medio viable para almacenar excedentes de energía renovable [26].

4.1.2 PROYECTOS ENFOCADOS EN HIDRÓGENO Y AMONIACO EN CHILE.

Actualmente en Chile hay 409 proyectos de energías renovables en construcción, totalizando 7.301 MW de capacidad. De estos, 4.562 MW corresponden a centrales solares fotovoltaicas, 1.799 MW a parques eólicos y 382 MW a centrales hidroeléctricas de pasada. En cuanto a los proyectos de almacenamiento, se están construyendo iniciativas con una capacidad instalada de 559 MW, representando el 7,6% del total en construcción, ubicándose principalmente en las regiones de Arica-Parinacota y Antofagasta. Estos incluyen baterías BESS (409 MW) y centrales solares fotovoltaicas que incorporarán almacenamiento (150 MW) .

El enfoque en el almacenamiento responde al curtailment que han experimentado las plantas eólicas y solares en el norte del país, lo cual ha impulsado el desarrollo acelerado de baterías BESS. A pesar de este fenómeno, las construcciones de centrales renovables en el norte continúan en aumento, evidenciando la necesidad de soluciones de

almacenamiento. Este avance da una oportunidad para el desarrollo de hidrógeno, amoníaco y agua, que se proyectan como soluciones para aprovechar estos curtailment y respaldar las grandes inversiones en BESS, contribuyendo así a una matriz energética más flexible y descarbonizada.

4.1.2.1 PROYECTO HARU ONI (HIF GLOBAL).

El proyecto Haru Oni ubicado en la región de Magallanes en Chile, es la primera planta en el mundo dedicada a la producción de e-Fuels (combustibles sintéticos) a partir de hidrógeno verde, utilizando energía eólica y tecnología de captura de CO₂. Con una inversión de \$78 millones y en un área de 3,7 hectáreas, la planta produce anualmente 130.000 litros de gasolina verde en su fase piloto. Esta capacidad se ampliará en el futuro, con planes para llegar a los 55 millones de litros anuales de e-Fuels a mediados de la década y eventualmente alcanzar los 550 millones de litros, suficientes para abastecer a un millón de conductores durante un año [52].

El proceso de Haru Oni comienza con un aerogenerador de 3,4 MW, cuya energía alimenta un electrolizador de 1,25 MW. Este equipo descompone el agua en hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno verde generado se combina con CO₂ capturado de fuentes para producir metanol sintético, base para combustibles como e-gasolina y e-diésel. Estos combustibles permiten reducir hasta un 90% las emisiones de CO₂ en comparación con los combustibles fósiles.

Haru Oni tiene socios importantes, lo que indica que el mismo mercado indirectamente va avanzando hacia un cambio energético gracias a estas formas de producir el hidrógeno verde y amoníaco. Entre estos está Porsche, Enel Green Power, Siemens Energy, ENAP, ExxonMobil y Gasco, quienes ven en los e-Fuels una solución para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado y la aviación.

4.1.2.2 PROYECTO HYEX (ENGIE Y ENAEX).

El proyecto HyEx es una colaboración entre Engie y Enaex en la región de Antofagasta, Chile, orientado a producir amoníaco verde a partir de hidrógeno generado con energía renovable. En agosto de 2021, Enaex ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) la primera planta de producción de amoníaco verde en Chile, con una capacidad de 18.000 toneladas anuales. Este amoníaco servirá a la planta de Enaex en Mejillones para la producción de nitrato de amonio, esencial en la industria minera [6][48].

La planta, que se ubicará cerca de la planta solar Tamaya, utilizará hidrógeno verde producido mediante electrolizadores de 26 MW en una planta contigua de Engie. Esta aprovechará la abundante radiación solar del desierto de atacama, posicionando a Chile como un lugar ideal para la producción de amoníaco verde. Enaex espera así reducir su dependencia de amoníaco importado y avanzar en su compromiso con la sostenibilidad, buscando reemplazar totalmente su materia prima actual por una opción local y libre de carbono [6][54].

La directiva de Enaex menciona que el proyecto se basa en un esfuerzo de la empresa por disminuir su huella de carbono. Con la implementación del HyEx, Enaex no solo reducirá su impacto ambiental, sino que también contribuirá a una minería más limpia y a la meta global de descarbonización.

4.1.2.3 H2 MAGALLANES (TOTAL EREN).

El proyecto H2 Magallanes liderado por Total Eren y ubicado en la comuna de San Gregorio en Magallanes, es una de las mayores iniciativas de hidrógeno verde en Chile y América. Con una capacidad instalada de hasta 10 GW en generación eólica y 8 GW en electrólisis, el proyecto contempla una planta de amoniaco, una planta desalinizadora y un puerto para exportar amoniaco verde a mercados nacionales e internacionales. Se estima que la construcción comenzará en 2025, con el inicio de producción en 2027. Este proyecto representa un paso estratégico en la estrategia nacional de hidrógeno verde de Chile, cuyo objetivo es posicionar al país como uno de los principales exportadores de hidrógeno verde para 2040. Con una producción proyectada de 7 millones de toneladas de amoniaco verde al año, H2 Magallanes cubrirá unas veinte veces el consumo actual de amoniaco en Chile, contribuyendo a la descarbonización global [31].

También Total Eren ha firmado un acuerdo con la Universidad de Magallanes para apoyar el desarrollo de capital humano especializado, fomentando la investigación y la formación en tecnologías de hidrógeno verde. Esta colaboración público-privada fortalecerá la región de Magallanes como un polo de desarrollo en energías limpias, impulsando un cambio en la matriz productiva y contribuyendo a los objetivos del país [32].

4.1.2.4 PROYECTO FARO DEL SUR (AME, SIEMENS ENERGY Y ENEL).

El proyecto eólico Faro del Sur, desarrollado por HIF Global y Enel Green Power, ubicada en Punta Arenas, Chile, destinada a alimentar con energía limpia la futura planta de combustibles verdes en Cabo Negro. Con una capacidad de 384 MW a partir de 64 aerogeneradores, este parque eólico representa una inversión de \$500 millones. El proyecto incluye una línea de transmisión subterránea de 66 kV y 12,3 kilómetros para minimizar los impactos ambientales en la zona. Esta no es relevante para la tesina, ya que el enfoque principal es evaluar la utilización de curtailment, tecnologías, costos, disponibilidad de agua e infraestructura necesaria. Faro del Sur aporta energía renovable para e-combustibles, pero su objetivo no es aprovechar excedentes energéticos, por lo tanto, es importante en temas medioambientales, pero no económicos.

Faro del Sur es parte del trabajo de HIF y Enel Green Power para avanzar en la producción de e-Fuels a base de hidrógeno verde, como la e-gasolina y el e-diésel, mediante el uso de tecnologías desarrolladas en la planta piloto Haru Oni. En las comunicaciones de HIF Global, destaca que este parque eólico aprovecha los vientos patagónicos para producir combustibles carbono neutral, contribuyendo así a la descarbonización y al avance de tecnologías limpias [7].

4.1.2.5 PROYECTO VOLTA (MEJILLONES AMMONIA ENERGY - MAE).

El Proyecto Volta de Mejillones Ammonia Energy, ubicado en el desierto de Atacama, busca producir hidrógeno y amoniaco verde en Chile, apoyando la descarbonización tanto a nivel nacional como global. Con una inversión estimada de \$2.500 millones, se espera que la planta tenga una capacidad de producción de 620.000 toneladas de amoniaco verde por año. La planta Volta se ubicará en Mejillones, facilitando la exportación de amoniaco verde gracias a la infraestructura portuaria existente. Para su abastecimiento de energía, el proyecto contempla una planta solar fotovoltaica de 600 MW y almacenamiento en baterías, conectada al Sistema Eléctrico Nacional mediante dos líneas de transmisión de 220 kV. La planta se abastecerá de agua proveniente de desalinizadoras locales y de aguas residuales tratadas. Este se divide en dos fases de construcción, cada etapa producirá 300.000 toneladas de amoniaco verde al año. La primera fase de producción se espera para 2027, con un impacto ambiental proyectado de reducción de más de 1 millón de toneladas de CO₂ anualmente. Este esfuerzo está alineado con la estrategia de MAE de fomentar la innovación y colaboración en tecnologías limpias, y contribuir significativamente a la transición hacia una economía sostenible en Chile y el mundo [68] [69].

4.1.3 PROYECTOS ENFOCADOS EN HIDRÓGENO Y AMONIACO EN EL MUNDO.

A nivel internacional el hidrógeno y el amoniaco verde están creciendo como piezas claves en la transición hacia una economía baja en carbono como objetivo. Reconocidos también como alternativas viables para reducir las emisiones de sectores difíciles de descarbonizar, como la industria pesada, el transporte marítimo y la generación de energía.

El hidrógeno verde producido mediante electrólisis a partir de fuentes renovables como la energía solar y eólica ha ganado protagonismo en el panorama energético mundial. Su versatilidad como combustible limpio y su capacidad para actuar como vector energético están impulsando innovaciones tecnológicas, como la inyección de hidrógeno en redes de gas natural y su extracción posterior. Por su parte, el amoniaco verde se posiciona como una solución complementaria, ideal para el almacenamiento y transporte de hidrógeno, además de ser un combustible prometedor en sectores con alta demanda energética. Con una infraestructura establecida en la industria de fertilizantes, el amoniaco verde también está siendo considerado para aplicaciones como el transporte marítimo y la generación de electricidad, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones globales.

Estas alternativas aún están en etapas iniciales de desarrollo en términos de almacenamiento, transporte y aplicación práctica, pero representan una oportunidad global para avanzar hacia una matriz energética más sostenible y diversificada [8][9].

4.1.3.1 PROYECTO NEOM EN ARABIA SAUDITA.

El proyecto NEOM Green Hydrogen, desarrollado por NEOM Green Hydrogen Company (NGHC), está ubicado en el noroeste de Arabia Saudita y representa uno de los megaproyectos más ambiciosos del mundo en la producción de hidrógeno y amoníaco verde. Con una inversión total de aproximadamente \$8.5 mil millones de dólares, este proyecto busca liderar la transición energética global mediante la producción de 600 toneladas diarias de hidrógeno verde, que serán convertidas en aproximadamente 1,2 millones de toneladas anuales de amoníaco verde.

La planta de producción de NEOM estará alimentada por una capacidad de energía renovable de 4 GW, integrada por parques solares y eólicos ubicados estratégicamente en el desierto de Arabia Saudita, que ofrece condiciones ideales para la generación económica de energía limpia. Los 2.2 GW de electrolizadores serán suministrados por Thyssenkrupp Nucera (especializada en el desarrollo y producción de electrolizadores alcalinos para hidrógeno verde), asegurando una tecnología avanzada para la producción de hidrógeno verde.

El amoníaco verde producido será transportado mediante una infraestructura especialmente diseñada para su distribución global, utilizando un puerto de NGHC para la transferencia directa a buques cisterna (barco para transportar líquidos o gases a granel). Este modelo facilita la exportación hacia mercados internacionales, donde el amoníaco será utilizado tanto como combustible limpio como para la disociación en hidrógeno verde en sectores industriales y de transporte.

El proyecto contribuirá significativamente a la descarbonización global al evitar la emisión de aproximadamente 5 millones de toneladas de CO₂ por año, en comparación con combustibles fósiles tradicionales. Además, producirá suficiente hidrógeno verde para alimentar alrededor de 20.000 autobuses en todo el mundo, reforzando su impacto en el transporte sostenible. Liderado por una alianza estratégica entre ACWA Power, Air Products y NEOM, cada socio aporta su experiencia en energías renovables, producción de hidrógeno y gestión de proyectos a gran escala. Air Products, el mayor productor de hidrógeno del mundo será el comprador exclusivo del amoníaco verde producido, con planes de inversión adicionales para desarrollar la infraestructura logística necesaria para su transporte. La primera fase del proyecto está programada para entrar en operación en 2025, marcando el inicio de una nueva era para la energía limpia a nivel global. NEOM no solo pretende ser un referente en la producción de hidrógeno y amoníaco verde, sino también un empujador de la colaboración internacional en la lucha contra el cambio climático [9] [66].

4.1.3.2 PROYECTO HYDEAL AMBITION.

El proyecto HyDeal Ambition es un megaproyecto destinado a hacer competitivo el hidrógeno verde frente a los combustibles fósiles, posicionándolo como una solución masiva y sostenible para la descarbonización de Europa. Este proyecto, respaldado por un consorcio de 30 empresas líderes de diversos sectores, integra toda la cadena de valor del hidrógeno verde, desde la generación de energía renovable hasta su transporte y uso industrial. Esta tiene como objetivo en instalar 95 GW de energía solar y 67 GW de capacidad de electrólisis para 2030, donde HyDeal Ambition busca producir 3,6 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde. Este hidrógeno será transportado a través de una red de gasoductos dedicados a consumidores clave en España, Francia y Alemania, contribuyendo significativamente a la descarbonización de industrias como la producción de acero, fertilizantes y productos químicos. El proyecto estima ofrecer hidrógeno verde a un precio competitivo de 1,5 €/kg (1,65 USD/kg aproximadamente) para 2030, posicionándose como un pilar fundamental en la transición energética europea. Este precio competitivo no solo reducirá la dependencia de combustibles fósiles, sino que también disminuirá las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, sustituirá hasta el 5% del gas natural importado por hidrógeno verde, aumentando la independencia energética de Europa.

El consorcio mencionado de HyDeal Ambition está compuesto por empresas como ArcelorMittal, que planea implementar tecnología de reducción directa de mineral de hierro utilizando hidrógeno verde en Grupo Fertiberia, que producirá amoniaco verde para fertilizantes sostenibles. Estas empresas, junto con Enagás, que liderará la construcción de la infraestructura de gasoductos, garantizarán el transporte del hidrógeno hacia sus instalaciones finales en Europa. El proyecto comenzará operaciones en 2028 con una capacidad inicial de 4,8 GW de energía solar y 3,3 GW de electrólisis, y se expandirá progresivamente hasta alcanzar sus objetivos para 2030.

Este megaproyecto no solo será el mayor proyecto hidrógeno verde del mundo, sino que también será la columna vertebral modelo de la integración sostenible y competitiva del hidrógeno verde, fomentando la creación de empleos sostenibles, la innovación tecnológica y la descarbonización de sectores clave de la industria europea. HyDeal Ambition representa un cambio de paradigma en la transición energética, estableciendo un modelo de hidrógeno verde a gran escala que combina sostenibilidad, competitividad económica y reducción de emisiones, sentando las bases para una economía energética descarbonizada y resiliente [8].

4.1.3.3 PROYECTO ASIAN RENEWABLE ENERGY HUB.

El proyecto Asian Renewable Energy Hub (AREH), ubicado en la región de Pilbara, en el noroeste de Australia, liderado por un consorcio compuesto por BP, CWP Energy Asia e InterContinental Energy, este proyecto se basa en la generación de energía eólica y solar a gran escala con la producción de hidrógeno y amoníaco verde para exportación. Con una capacidad total proyectada de 26 GW, se espera que el AREH combine 15 GW de generación renovable en su primera etapa, compuesta por 10 GW de energía eólica y 5 GW de energía solar, para luego expandirse progresivamente. Esta infraestructura aprovechará las excepcionales condiciones climáticas de Pilbara, que combinan días soleados y fuertes vientos nocturnos, asegurando un suministro constante y limpio de energía. El proyecto tiene como objetivo destinar 3 GW de capacidad para satisfacer la demanda energética local de Pilbara, una región industrial estratégica, mientras que los restantes 23 GW se utilizarán para producir hidrógeno verde mediante electrólisis, el cual será convertido en amoníaco verde para exportación a mercados internacionales, principalmente en Asia. Este modelo de producción busca posicionar a Australia como un líder global en la exportación de energía limpia, con una inversión estimada de 36.000 millones USD. Junto con eso el proyecto AREH tendrá un impacto económico y ambiental significativo, con la creación de 5.000 empleos durante la construcción y 3.000 empleos permanentes en sus 50 años de operación. Además, contribuirá de manera decisiva a la descarbonización global, reduciendo emisiones de CO₂ en sectores industriales y de transporte mediante el suministro de energía limpia y renovable. Este proyecto no solo se alinea con los objetivos de sostenibilidad del gobierno de Australia, sino que también fortalecerá las capacidades de exportación de hidrógeno verde en el país, con potencial para satisfacer una demanda creciente en Asia [10].

Tabla 1 Tabla comparativa del estado del arte de empresas o proyectos.

Proyecto	País / Región	Fuente de Energía	Producción Estimada	Inversión Estimada	Producto Final	Uso Final / Objetivo	Estado del Proyecto	Observaciones Clave
Haru Oni (HIF Global)	Magallanes, Chile	Eólica (3,4 MW)	130.000 L/año (piloto) hasta 550 mill. L/año e-Fuels	USD 78 millones	e-Gasolina / e-Diésel	Transporte y aviación	En operación (piloto)	Captura CO ₂ , socios: Porsche, Siemens, Enel
HyEx (Engie - Enaex)	Antofagasta, Chile	Solar (26 MW electrolizador)	18.000 ton/año de amoníaco		Amoníaco verde	Insumo minero (nitrato de amonio)	En evaluación SEIA	Sustituye importaciones, uso solar de Atacama
H2 Magallanes (Total Eren)	San Gregorio, Chile	Eólica (10 GW) + Electrólisis (8 GW)	7 millones ton/año de amoníaco verde		Amoníaco verde	Exportación internacional	En evaluación SEIA	Inicia construcción 2025, operación proyectada 2027
Volta (MAE)	Mejillones, Chile	Solar (600 MW) + BESS	620.000 ton/año (2 fases de 300.000)	USD 2.500 millones	Amoníaco verde	Exportación, fertilizantes	En evaluación SEIA	Uso de agua desalinizada y aguas residuales tratadas
NEOM (Neom Green Hydrogen Company)	Arabia Saudita	Solar + Eólica (4 GW)	600 ton/día H ₂ hasta 1,2 mill. ton/año amoníaco	USD 8.500 millones	Amoníaco verde	Exportación, transporte, disociación en H ₂	En planificación	Electrolizadores de 2,2 GW, inicio estimado 2025
HyDeal Ambition (Union Europea)	España, Francia, Alemania	Solar (95 GW proyectado)	3,6 millones ton/año de H ₂		Hidrógeno verde	Industria (acero, fertilizantes)	En planificación	Precio objetivo €1.5/kg H ₂ , inicio parcial en 2028
Asian Renewable Energy Hub (BP, CWP, Intercontinental Energy)	Pilbara, Australia	Eólica (10 GW) + Solar (5 GW)	Producción de H ₂ y amoníaco	USD 36.000 millones	Amoníaco verde	Exportación a Asia, uso industrial	En planificación	26 GW de capacidad total, 50 años operación estimada

La imagen muestra una tabla comparativa de proyectos de hidrógeno y amoníaco verde en Chile y el mundo, con datos como su ubicación, energética, producción y estado. Se observa un fuerte enfoque en energías solar y eólica, con usos finales orientados a exportación, industria y transporte. Varios proyectos están aún en evaluación o planificación, evidenciando el crecimiento del sector.

4.2 ESTADO DEL ARTE PARTE 2: COMPLEMENTO TÉCNICO.

Los proyectos mencionados en el estado del arte declaran sus objetivos, escalas de producción o ubicación geográfica, pero existe una menor claridad a las tecnologías específicas que están utilizando o que planean implementar. Sin embargo, con base a las tendencias y los detalles disponibles de estas mismas, es posible identificar los posibles aspectos sobre sus tecnologías.

4.2.1 TIPOS DE ELECTRÓLISIS UTILIZADOS

4.2.1.1 Electrólisis de agua alcalina (AWE)

Tecnología más trabajada, confiable y de bajo costo por kW instalado. Opera de forma continua y es ideal para aplicaciones industriales de gran escala con suministro eléctrico estable, aunque tiene menor densidad de corriente. Es la tecnología pensada para el proyecto NEOM (Arabia Saudita), donde se implementarán 2,2 GW de electrolizadores alcalinos. Eventualmente también está pensado para H2 Magallanes, que planea 8 GW de electrólisis en el largo plazo [31].

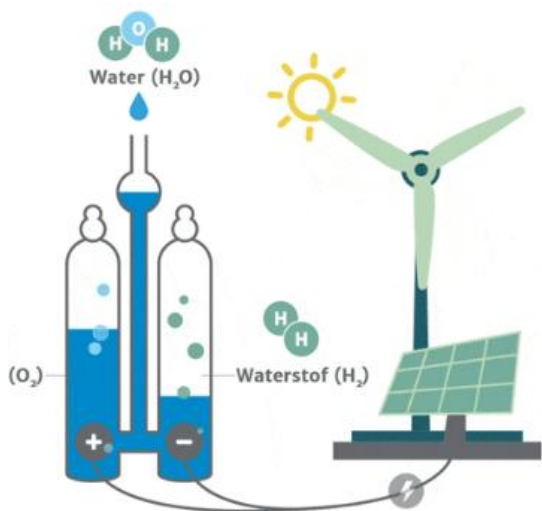


Ilustración 2 Electrólisis de agua alcalina (AWE).

La electrólisis de agua alcalina (AWE) se representa en la Ilustración 1, donde se observa el proceso de separación del hidrógeno y oxígeno mediante una fuente renovable de energía.

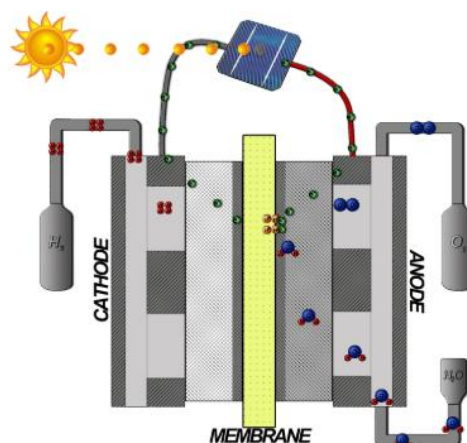


Ilustración 1 Representación gráfica de (AWE).

En la Ilustración 2 se presenta una vista esquemática del funcionamiento interno de una celda PEM, destacando el flujo de electrones entre el cátodo y el ánodo.

4.2.1.1 ELECTRÓLISIS MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES (PEM):

Esta tecnología es más reciente y adecuada para operar con energía renovable variable, como la solar y la eólica. Tiene una mejor capacidad de respuesta a cargas intermitentes, aunque sus costos son mayores. Es muy probable que proyectos como Haru Oni utilicen esta tecnología, dado que opera con energía eólica variable en su etapa piloto y en conjunto con sistemas de captura de CO₂ para sintetizar e-Fuels.

En los proyectos como HyEx, Volta o HyDeal Ambition, no especifica directamente el tipo de electrólisis trabajarán, pero por las cantidades y características, es probable que utilicen una combinación de ambas tecnologías según la necesidad operativa [68].

Sus diferencias podemos encontrar:

Tabla 2 Diferencias de tecnologías (Electrolisis)

Característica	Electrólisis PEM (<i>Proton Exchange Membrane</i>)	Electrólisis AWE (<i>Alkaline Water Electrolysis</i>)
Electrolito	Membrana sólida conductora de protones (H ⁺)	Solución líquida alcalina (KOH o NaOH), conduce OH ⁻
Catalizadores	Metales nobles (platino, iridio)	Metales no nobles (níquel, hierro)
Material de electrodos	Requiere materiales resistentes a la corrosión	Más flexibilidad en el uso de materiales
Pureza del hidrógeno	Muy alta (99.9%)	Alta, pero menor que PEM
Respuesta a variaciones de energía	Muy rápida (ideal para renovables variables)	Más lenta (mejor para operación continua)
Rango de operación	Temperatura: 50–80°C / Presión: hasta 30 bar	Temperatura: 60–90°C / Presión: hasta 30 bar
Costo de fabricación	Alto (materiales caros y tecnología más nueva)	Bajo (materiales abundantes y tecnología madura)
Costo operativo	Medio (alta eficiencia, pero requiere agua pura y mantenimiento de membrana)	Bajo (pero con menor eficiencia)
Madurez tecnológica	En desarrollo y expansión comercial	Tecnología madura, ampliamente probada
Aplicaciones típicas	Transporte, almacenamiento de energía renovable	Producción industrial de hidrógeno a gran escala

Las tecnologías de electrólisis PEM y AWE presentan diferencias significativas en aspectos como el tipo de electrolito, los materiales utilizados, la eficiencia y los costos de operación. Estas diferencias son fundamentales para determinar su aplicabilidad según el contexto técnico y económico del proyecto. Las principales características comparativas de ambas tecnologías se presentan en la Tabla 2.

4.2.2 AGUA PARA ELECTRÓLISIS

4.2.2.1 Agua dulce tratada:

Está es la fuente regularmente utilizada en plantas piloto o en regiones donde el acceso al agua potable no representa un problema. Se prefiere en escalas pequeñas o donde hay disponibilidad hídrica. Tal como se muestra en los proyectos mencionado, el Proyecto Haru Oni tiene orientado trabajar con este tipo de agua por el sector geográfico (Punta Arenas) utilizando PEM (Proton Exchange Membrane).

4.2.2.2 Agua de mar desalinizada:

En los proyectos ubicados en zonas más áridas o cercas del mar, como los proyectos H2 Magallanes, Volta o AREH (Australia), se utilizará el uso de agua desalinizada mediante tecnologías de osmosis inversa. La ósmosis inversa es un proceso de purificación de agua que utiliza membranas para eliminar iones, moléculas, sales y partículas ajenas. A diferencia del filtrado físico, este método logra separar eficazmente el agua limpia de las impurezas.

4.2.2.3 Aguas residuales tratadas:

El proyecto Volta (MAE) se observa más innovador ya que contempla el uso complementario de aguas residuales para la electrólisis. Esta solución tiene un impacto más llamativo a la sostenibilidad y el medio ambiente.

4.2.3 COMBINACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

4.2.3.1 Energía solar fotovoltaica:

La más común hoy en día de las energías renovables especialmente en zonas del norte del país. HyEx y Volta consideran esta energía dentro de su matriz.

4.2.3.2 Energía eólica:

Esta energía es protagonista en proyectos ubicados en Magallanes como Haru Oni, Faro del Sur y H2 Magallanes.

A pesar de que la eólica y solar son intermitentes, la Patagonia ofrece un recurso más estable y continuo en la eólica, lo que se traduce como ideal para reducir los costos de la producción de H2 y operar electrolizadores de forma más constante.

4.2.3.3 Híbridos (solar y eólica):

Cuando se integran ambas tecnologías suele garantizar una mayor estabilidad de suministro durante las 24 horas, así maximizando la eficiencia y reduciendo la

necesidad de almacenamiento energético que suele ser más costoso. El proyecto Proyecto NEOM en Arabia Saudita y Asian Renewable Energy Hub (AREH) consideran esta integración.

TECNOLOGÍAS COMPLEMENTARIAS

4.2.3.4 Captura de CO₂:

En Haru Oni, se combina el hidrógeno verde con dióxido de carbono capturado para formar metanol sintético, que luego se transforma en e-gasolina y e-diésel.

4.2.3.5 Síntesis de Amoniac:

Varios de los proyectos mencionados tales como HyEx, H2 Magallanes, Volta y NEOM convierten el hidrógeno en amoniac verde utilizando nitrógeno del aire. Aquí se agrega un proceso de extraer el nitrógeno del aire mediante dos formas:

1. **Separación criogénica:** Este consiste en enfriar el aire hasta temperaturas muy bajas para luego separar en su forma líquida (mucha energía, pero nitrógeno muy puro).
2. **Separación por membranas:** El aire se filtra a través de membranas especiales que dejan pasar más fácilmente algunas moléculas. (poca energía, pero nitrógeno no tan puro).

El amoniac se puede almacenar y transporta más fácilmente que el hidrógeno, además puede reconvertirse o usarse directamente como fertilizante o combustible.

4.2.3.6 Almacenamiento con baterías BESS:

En algunos proyectos como Volta, se consideran sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) para mejorar la estabilidad de la fuente renovable y reducir pérdidas por intermitencia por curtailment.

5. DESARROLLO

5.1 LOS CURTAILMENT MÁS SIGNIFICATIVOS EN CHILE.

Según los informes mencionados en la introducción por Generadores de Chile, indica que en el 2023 el curtailment fue un récord de 976,3 GWh en ese año con principal foco en las zonas Norte del país, en estas podemos mencionar la región de Antofagasta, Atacama, Coquimbo y también otras regiones no tan representativas.

Las zonas con más impacto de curtailment [2]:

1. Antofagasta : Esta región presentan la mayor densidad de curtailment en el país, debido a su alta concentración de generación como también a sus limitaciones de transmisión. Esta región el primer semestre de 2023 representó aproximadamente el 47% del total nacional de curtailment.
2. Tarapacá : Esta región también presenta curtailment, pero con una menor participación, aunque de igual manera relevante. En el primer semestre se registra un aproximado de 27% del curtailment a nivel nacional.
3. Coquimbo : Esta región registró alrededor del 7% en el primer semestre de 2023.
4. Otras regiones: Aquí podemos encontrar varias regiones como Valparaíso con un 4%, Tarapacá con un 3%, la Araucanía con 2% y Los Lagos con 2%.
5. Según el informe anual entregado por el coordinador, indica que en un futuro Tineo Ancud o Nueva Pichirropulli presentará un aumento en recortes de energía, por lo que se incita a implementar líneas de transmisión o alguna manera de mitigarlo.

El curtailment registrado en 2023 alcanzó niveles históricos y este nivel de ineficiencia energética representa una oportunidad y desafío para implementar soluciones urgentes para mitigar estos desperdicios energéticos. La producción de hidrógeno verde, el almacenamiento con baterías o la electrólisis para generar amoníaco parecen ser los caminos para seguir. El aprovechamiento de estos excedentes no solo permitiría reducir pérdidas, sino también cubrir demandas reales en sectores importantes como hogares, educación, salud, etc. También cubriría las proyecciones a futuro que considera el coordinador respecto a su diagnóstico anual [51][24].

5.2 REPRESENTACIÓN DEL IMPACTO Y POTENCIAL APROVECHAMIENTO.

Para entender que impacto tiene los recortes de energía (curtailment), se debe relacionar el contexto de lo que significa estos recortes de energía. La mejor manera de interpretar esta energía no utilizada, es relacionarla con el consumo donde pudo haber sido utilizada. Según los datos del Ministerio de Energía, el sector residencial concentra el 69% del consumo energético, siendo los principales usos asociados a calefacción, agua caliente sanitaria y cocción. Los sectores como la educación y la salud presentan consumos elevados pero que son interpretados por unidades de alumnos o pacientes. Ejemplos: Un colegio consume alrededor de 80.768,9 kWh/año promedio, mientras que un hospital alcanza un consumo de 8.729.573 kWh/año promedio.

Para entender aún más la gran cantidad de energía desechada y no utilizada, podemos interpretar números para entender en su totalidad lo que significa. En el sector residencial según el ministro de Energía, una casa promedio consume anualmente 8.083 kWh/año, es decir, si en el 2023 hubo un curtailment de 967,5 GWh en recortes, podemos entender que:

1. Residencial:

- Energía no utilizada el 2023 en KW.

$$\text{Curtailment} = 967,3 \text{ GWh} = 967.300.000 \text{ kWh}$$

- Consumo anual de casa promedio.

$$\text{Consumo casa promedio anual} = 8.083 \text{ kWh/año}$$

- Número de casas a abastecer.

$$\text{Casas a abastecer} = \frac{967.300.000 \text{ kWh}}{8.083 \text{ kWh/año}} = 119.653 \text{ Casas}$$

2. Colegios:

- Consumo anual de colegio promedio.

$$\text{Consumo colegio promedio anual} = 80.768,9 \text{ kWh/año}$$

- Número de colegios a abastecer.

$$\text{Casas a abastecer} = \frac{967.300.000 \text{ kWh}}{80.768,9 \text{ kWh/año}} = 11.977 \text{ Colegios}$$

3. Hospitales:

- Consumo anual de hospital promedio.

$$\text{Consumo colegio promedio anual} = 8.729.573 \text{ kWh/año}$$

- Número de hospitales a abastecer.

$$\text{Casas a abastecer} = \frac{967.300.000 \text{ kWh}}{8.729.573 \text{ kWh/año}} = 110,8 \text{ Hospitales}$$

Interpretando todos estos números se comprende que necesitamos mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y avanzar hacia una matriz más sostenible, pero también hay que entender que no es solo un tema económico, ya que esta energía desperdiciada podría cubrir de manera significativa el consumo energético de miles de hogares, colegios y hospitales. Así, el aprovechamiento del curtailment no solo representa una oportunidad técnica y económica, sino también una vía estratégica para satisfacer necesidades energéticas reales [12].

Tabla 3 Representación del impacto energético.

Tipo de Consumo	Consumo Anual Promedio (kWh/año)	Lo que podrían abastecerse con 967,3 GWh
Hogar promedio	2.700	358.630 hogares
Casa equipada	8.083	119.653 casas
Colegio	80.768,90	11.977 colegios
Hospital	8.729.573	111 hospitales

Tabla 4 Precios según tipo de recurso [25] [26] [54]

Tipo	Valor Actual	Proyección Futura
Agua	\$0,5 a \$1,5 USD/m ³	Por escasez y nuevas inversiones
Hidrógeno Verde	\$3,7 a \$11,7 USD/kg	\$1,0 a \$2,0 USD/kg (entre 2030 y 2050)
Amoniaco Verde	\$700 a \$1.000 USD/ton	\$300 a \$600 USD/ton

Para contextualizar el impacto del curtailment energético disponible, la Tabla 3 muestra una estimación del número de hogares, colegios y hospitales que podrían abastecerse anualmente con los 967,3 GWh vertidos durante 2023. Por su parte, la Tabla 4 presenta un rango de precios actuales y proyecciones futuras de los principales productos considerados en este estudio: agua tratada, hidrógeno y amoniaco verdes, información clave para evaluar la viabilidad económica de cada alternativa.

5.3 PERSPECTIVAS FUTURAS EN CHILE

Las proyecciones futuras presentadas por el Coordinador Eléctrico Nacional indican que el fenómeno del curtailment o recortes de energía renovable seguirá aumentando si no se mitiga estructuralmente el problema. Esto va de la mano con tecnologías que permitan una mayor flexibilidad del sistema. Esta situación se origina principalmente por el rápido crecimiento de la generación renovable que está teniendo Chile, como hemos visto con las energías solares y eólicas. Esto provoca que las zonas donde la infraestructura de transmisión resulta más insuficiente, se produzca este recorte o curtailment [51].

Las posibles zonas críticas identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional con potenciales recortes de energía en un futuro, se encuentran las regiones del Norte chico y el sur del país. En estas zonas se pueden encontrar líneas críticas como Cumbre, Nueva Pan de Azúcar en la región de Coquimbo, como también Tineo, Ancud y Nueva Pichirropulli, Tineo, las dos ubicadas en la región de Los Lagos. Estas áreas presentan restricciones estructurales que podrían limitar la integración eficiente de nuevas fuentes renovables.

No obstante, estas condiciones presentan la oportunidad para nuevos desarrollos con tecnologías orientadas al aprovechamiento de los recortes de energía que ya hemos mencionado con anterioridad, tales como:

- 1) Instalación de electrolizadores para producir hidrógeno verde.
- 2) Instalación desalinizadora para producción de amoníaco.
- 3) Incorporación de sistemas de almacenamiento de energía.

Observándolo desde una perspectiva estratégica, estas materias se vuelven cruciales para avanzar en la en la planificación de la matriz eléctrica del país, con un enfoque económico que permita optimizar el uso de la energía renovable disponible y evitar los costos asociados al recorte energético. Es decir, las proyecciones, respaldadas por el informe de diagnóstico técnico del Coordinador, permiten afirmar que el curtailment no es solo un problema presente, sino un desafío de crecimiento, pero también una oportunidad para innovar y habilitar nuevas fuentes energéticas como el hidrógeno y sus derivados [51].

6. OPORTUNIDADES

Chile se encuentra en una posición privilegiada para aprovechar sus excedentes de energía renovable (curtailment) y convertirlos en hidrógeno verde, amoníaco y agua tratada.

6.1 OPORTUNIDADES ENERGÉTICAS EN CHILE

Chile posee capacidades extraordinarias en recursos renovables como la energía solar y eólica. En el norte como el desierto de Atacama, se registran algunas de las mayores irradiaciones solares del planeta, mientras que, en el sur como Magallanes existen vientos con muy poca variabilidad. Gracias a esto, las energías renovables en Chile supera casi los 1.800 GW, muy por encima de la demanda nacional según indica el Ministerio de Energía. Estas abundancias de energías renovables permiten estimar costos posibles de producción de hidrógeno bajos como de 1 a 1,5 USD/kg para el 2030, esto posicionando a Chile entre los posibles productores más competitivos del mundo. La agencia internacional de energía proyecta que Chile podría tener el hidrógeno más barato a nivel global gracias al sol del norte y el viento del sur.

El gran desarrollo renovable ha logrado que Chile está un paso delante de los demás países a nivel mundial. Actualmente más del 45% de la generación eléctrica proviene de fuentes renovables, sumando las grandes hidroeléctricas, se proyecta llegar a un 70% de energía eléctrica renovable al 2030 [20].

Chile al haber cumplido anticipadamente la meta de la matriz eléctrica a nivel nacional del 20% de energías renovables al 2025, donde se logró el 2020, ha convertido a Chile en unos de los países referentes de la energía renovable en Latinoamérica. Sin embargo, el rápido crecimiento ha generado excedentes en ciertas horas y zonas en el sistema eléctrico. Este desperdicio de energía curtailment, ha alcanzado cifras bastante significativas desde el 2020, donde el 2024 se perdió alrededor de un 20% de toda la generación eólica y solar del año. ACERA reportó casi 6 TWh vertidos en 2024, un aumento de 121% respecto a 2023 [5].

Como se observa en la **Ilustración 3**, el recorte acumulado de energía renovable no inyectada ha mostrado un aumento sostenido en los últimos años, alcanzando un crecimiento del 121 % en 2023 respecto a 2022, según datos reportados por ACERA. Esta tendencia evidencia la urgencia de buscar soluciones para aprovechar estos excedentes energéticos.

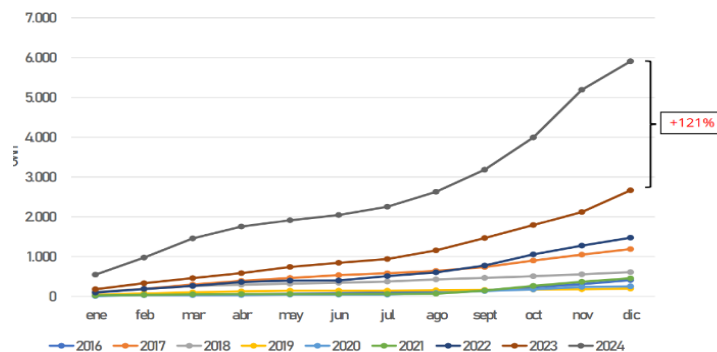


Ilustración 3 Recorte acumulado por año reportado por ACERA.

Esta situación es causada principalmente por congestión en la transmisión y exceso de oferta en la zona norte del país. Por lo tanto, la energía limpia que hoy se desperdicia puede ser aprovechada para producir hidrógeno verde mediante electrólisis, generando a su vez derivados como amoniaco verde y permitiendo avanzar en procesos de desalación o tratamiento de agua. De este modo, el curtailment se podría transformar de un problema en una solución para nuevos productos de energía.

6.2 OPORTUNIDADES ECONÓMICAS Y PRODUCTIVAS

El aprovechamiento hacia el hidrógeno verde y sus derivados deja la puerta abierta a un potencial económico gigante para Chile. Por un lado, permite diversificar la matriz productiva agregando valor a las exportaciones chilenas por eje de energía verde. Estudios realizados por la CORFO indican que el potencial exportador de hidrógeno y derivados podría alcanzar USD 2.500 millones para el 2030. Según las agendas nacionales, Chile aspira a convertirse en uno de los principales exportadores mundiales de hidrógeno verde en las próximas décadas, aprovechando así la demanda internacional de combustibles limpios, como, por ejemplo: el amoniaco como portador de transporte de hidrógeno o también e-combustibles para aviación. La estrategia nacional de hidrógeno verde visualiza que podría llegar a ser comparable en tamaño a la industria minera en el largo plazo, es decir, una industria importante a nivel país [21][24].

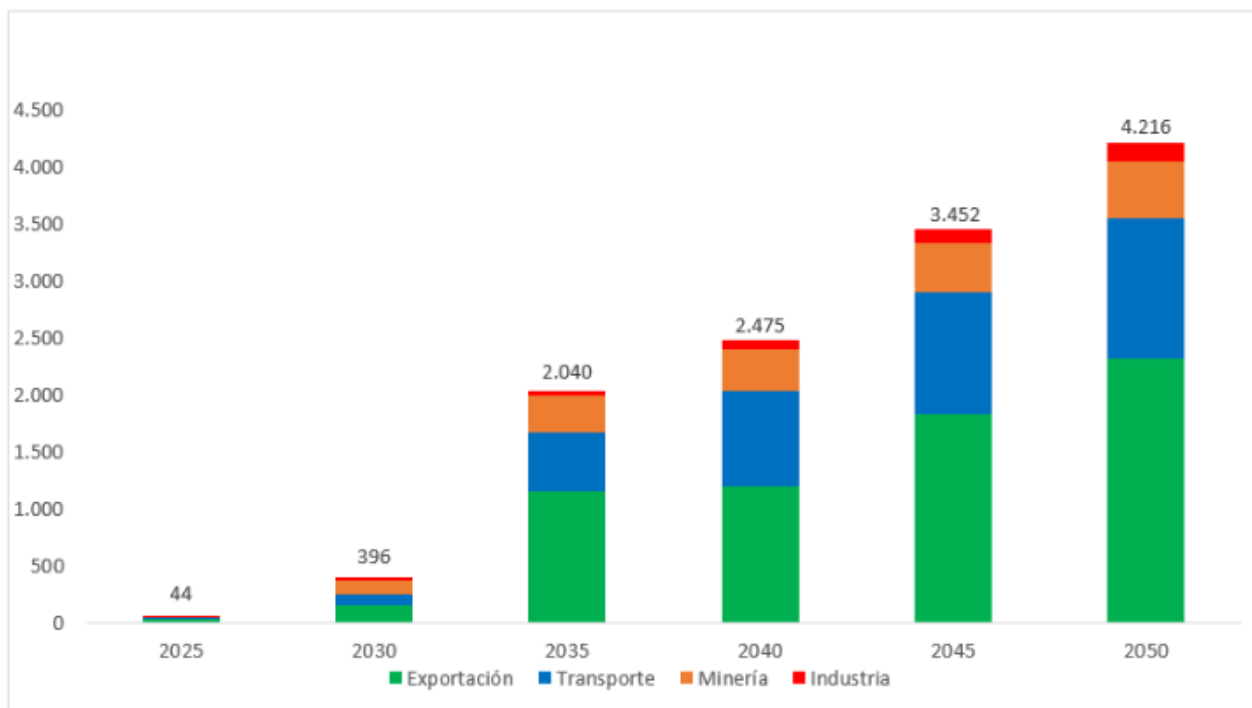


Ilustración 4 Proyección demanda hasta el 2050 elaborado por el banco central.

El desarrollo de proyectos de hidrógeno y amoniaco logrará atraer inversiones extranjeras, tanto que el gobierno chileno estima la creación de unos 22.000 nuevos empleos al 2030 asociado a esta industria, y mucho de ellos en regiones. De hecho, ya se proyectan grandes inversiones donde el 2024 ya había 5 proyectos de hidrógeno ingresados al SEIA para la evaluación ambiental, con un total de US\$15.000 millones, que producirían más de 300.000 toneladas de hidrógeno verde al año una vez operativos. Sabemos que ya existe amplias iniciativas con 64 proyectos el 2023, de los cuales 6 ya operativos y distribuidas en regiones como Magallanes, Antofagasta y Valparaíso [11][17] [59].

Respecto al amoniaco verde, esta conversión de excedentes renovables en amoniaco verde presenta una gran oportunidad de sustitución de importaciones y desarrollo industrial. En estos momentos Chile importa actualmente más de 1 millón de toneladas de fertilizantes al año, por lo que producir amoniaco verde localmente permitiría fabricar fertilizantes y productos químicos con energías limpias, reduciendo así la dependencia externa y a la vez las emisiones de efecto invernadero.

Otra oportunidad económica es la posible descarbonización de industrias locales. La disponibilidad de tener hidrógeno verde en el país permitiría limpiar sectores difíciles de electrificar, como lo es el transporte pesado, la producción de acero, cementeras, refinerías y la minería. Como bien sabemos, Chile es un gran exportador de cobre, donde la figura sería ofrecer “cobre verde” al mundo al usarlo en camiones CAEX, fundiciones y plantas mineras, con esto creando valor a las materias primas o mercados ya existentes en Chile. La electrólisis del agua usando energía que hoy no se almacena, no solo generaría hidrógeno para exportación, sino que podría reemplazar el diésel y gas natural importados al vector doméstico.

6.3 AVANCES TECNOLÓGICOS E INTEGRACIÓN DE PROYECTOS

El desarrollo de estos proyectos en Chile orientados para el aprovechamiento energético ya están en marcha, tanto en pilotos como en innovaciones presentadas. Los proyectos piloto cubren diversas tecnologías y usos, como la producción de amoniaco para fertilizantes y explosivos mineros, combustibles sintéticos con carbono neutral para la exportación y también para el posible uso de hidrógeno en camiones mineros. Estas iniciativas consideran trabajar con soluciones hídricas como desalar agua de mar o reutilizar aguas residuales para abastecer los electrolizadores, así entregando valor ante la sostenibilidad y el respiro hídrico que necesita el país.

La planta mostrada en el estado del arte Haru Oni en Magallanes, utiliza un aerogenerador de 3,4 MW para producir hidrógeno verde, donde luego se combina con dióxido de carbono capturado para obtener combustibles sintéticos como e-gasolina y gas licuado del petróleo sintético. Es la primera instalación de e-combustibles operativa a nivel mundial, marcando un hito tecnológico de Chile. Además de esta, Chile ya cuenta con varios proyectos piloto operativos de hidrógeno verde.

En la zona central, ENGIE y Walmart inauguraron el 2023 una planta de hidrógeno de 0,7 MW, para suministrar elevadoras y camiones de logística, reduciendo emisiones en operaciones del retail. De la misma manera, la empresa Gas Valpo opera el piloto H2GN en Coquimbo La Serena, inyectando hasta un 20% de hidrógeno verde en sus redes de gas natural domiciliario.

En cuanto a almacenamiento de energía, el hidrógeno verde se ve como una solución de largo plazo para aprovechar excedentes. Un estudio de la Universidad de Chile ya evaluó el almacenamiento de energía mediante hidrógeno para resolver curtailment en plantas solares. El Hidrógeno actúa como vector energético, es decir, se produce cuando sobra electricidad y luego puede reconvertirse en energía cuando se necesite o usarse en movilidad e industria. Esto complementa directamente a los sistemas de baterías de corta duración, ofreciendo un almacenamiento que podría equilibrar el sistema eléctrico chileno en el futuro.

La desalación y uso de aguas residuales son componentes tecnológicos esenciales o cruciales para estos proyectos. La producción de hidrógeno requiere agua pura, por lo que varios desarrollos están incorporando plantas desaladoras. Por ejemplo, los proyectos en Antofagasta y Magallanes planean construir infraestructura de desalación junto a los electrolizadores, aprovechando así la cercanía al mar. Esto no solo asegura el insumo hídrico respecto al agua dulce, sino que crea sinergias para producir agua tratada adicional. Como dijimos anteriormente, la estrategia nacional promueve que el agua para hidrógeno verde provenga de fuentes no convencionales. De acuerdo con esto, se proyecta una demanda de 107 millones de metro cúbico de agua desalinizada hacia 2030 solo para la industria del hidrógeno verde, lo cual está impulsando innovaciones en desalación a menor costo y mayor eficiencia. Algunas de estas iniciativas están experimentando con el uso de aguas residuales tratadas en la electrólisis, lo que optimiza el proceso al aprovechar el oxígeno generado y reduce el consumo energético neto. Esto significa que, al convertir energía excedente en hidrógeno, se estaría simultáneamente tratando agua y obteniendo subproductos útiles como el oxígeno [27].

6.4 APOYO POLÍTICO Y ESTRATÉGICO

El apoyo hacia el hidrógeno verde en Chile cuenta con un fuerte respaldo del gobierno teniendo un marco estratégico claro. Chile fue uno de los primeros países en vías de desarrollo en comprometerse legalmente al carbono neutralidad al 2050, meta que exige transformar sectores como transporte, industria y minería que aún dependen de combustibles fósiles. Para lograr este objetivo el gobierno identifica el hidrógeno verde como una pieza fundamental en la transición energética. El 2020 ya mencionado se lanzó la Estrategia nacional de hidrógeno verde que plantea convertir a Chile en líder mundial de hidrógeno verde y aprovechar sus ventajas geológicas para su producción. Esta misma estrategia estableció que las metas son producir 5 GW de capacidad de electrolisis instalada al 2025 y 25 GW al 2030, y para esto se consideró las áreas relacionadas a abordar como lo es la regulación, financiamiento y desarrollo de mercado. También se propuso que los primeros proyectos sean orientados al consumo de refinerías, fertilizantes, camiones mineros, mezclas de gas, etc. En la segunda mitad, los proyectos deben ser orientados a la exportación de hidrógeno y derivados como el amoníaco. El objetivo de Chile al largo plazo es que produzca energías verdes para la descarbonizarse.

El gobierno actual ha continuado estos esfuerzos de la descarbonización. El 2023 el Ministerio de energía junto a otros actores, elaboraron el Plan de Acción Nacional de Hidrógeno Verde 2023-2030, define una hoja de ruta detallada para comenzar con la industria del hidrógeno verde con enfoque con las comunidades y el medio ambiente. Este plan contó con participación ciudadana, mesas ministeriales, un consejo consultivo, incluso

incluyendo a la expresidenta Michelle Bachelet y además un comité estratégico, así asegurando una visión del Estado de largo plazo.

Entre las medidas estratégicas detalladas, se menciona la creación de demanda temprana con incentivos a la inversión como fondos de fomento de CORFO, créditos, garantías y arreglos regulatorias. Por ejemplo, en Chile se promulgó la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad (2022) que habilita el marco para nuevos vectores como el hidrógeno en el sistema eléctrico. De la misma manera se está trabajando en una propuesta para el marco regulatorio para la seguridad del hidrógeno (movimiento, transporte, estándares), con esto para dar certeza a los inversionistas que están dispuestos a experimentar en estos desafíos. En la materia fiscal, si bien aún no existen incentivos tributarios específicos para el hidrógeno verde en Chile, el Estado ha señalado su intención de generarlos a través de instrumentos como zonas francas o franquicias en regiones estratégicas. De hecho, se aprovecharía los beneficios tributarios vigentes para zonas extrema como Magallanes para mejorar la rentabilidad de proyectos en esas localidades. También se evalúan esquemas de “tasas de desarrollo” que reduzcan impuestos a inversiones hidrógeno en etapas iniciales [35][65].



Ilustración 5 Ley 21.505 que promueve el almacenamiento y electromovilidad.

Internacionalmente, Chile ha firmado alianzas y participa activamente en iniciativas de cooperación en hidrógeno. Tal como el acuerdo con la Unión Europea (Team Europe Renewable Hydrogen) que aportará financiación y transferencia tecnológica para proyectos chilenos, y a su vez que asegura un eventual mercado exportador hacia Europa. También Países como Alemania a través del banco KfW y GIZ, y Japón han suscrito convenios con Chile para el desarrollo de la economía del hidrógeno, intercambiando conocimiento y explorando compras futuras de este mismo. Chile también colabora en foros

internacionales, es miembro de la Mission Innovation Hydrogen Initiative, del Consejo del Hidrógeno Verde y ha presentado sus avances en las conferencias climáticas COP. Estos compromisos internacionales no solo atraen financiamiento, sino que posicionan a Chile como socio estratégico en la transición energética global, abriendo puertas a tratados comerciales verdes y a la estandarización del hidrógeno como commodity.

En cuanto a instrumentos públicos internos, CORFO desempeña un rol central facilitando recursos y coordinación. Además de los financiamientos ya mencionados a proyectos piloto, CORFO lidera mesas públicas y privadas para identificar las barreras y oportunidades. Se ha conformado un Comité interministerial de hidrógeno verde, que alinea las políticas de Energía, Economía, Ciencia, Hacienda, Medio Ambiente y Relaciones Exteriores en torno a esta temática. Chile también está aprovechando la financiación verde disponible internacionalmente, como bonos verdes soberanos, fondos climáticos y otros mecanismos que pueden obtener capital apuntando hacia la infraestructura del hidrógeno, amoníaco y desalación.

Socialmente se están creando programas de capacitación laboral y reconversión, como por ejemplo cursos de hidrógeno en conjunto con SENCE y universidades, que buscan preparar la mano de obra local para los empleos verdes que vienen.



Ilustración 6 Expertos (Sense y universidades) realizan estudio prospectivo de formación y empleo sobre hidrógeno verde en Magallanes

Hay un alineamiento político robusto detrás del hidrógeno verde en Chile. La visión país es transitar de un exportador de materias primas a un exportador de energías limpias y conocimiento compartidos. Los compromisos de carbono neutralidad, las estrategias oficiales, los incentivos en desarrollo y la cooperación internacional brindan un marco sólido. Esto reduce el riesgo para inversionistas y prepara la materialización de proyectos que convertirán el curtailment en productos de valor como el hidrógeno verde para

descarbonizar industrias, amoniaco verde para fertilizantes y combustibles sin emisiones, y agua tratada que atacará directamente la escasez hídrica. Estas ventajas naturales y respaldo institucional, enfrenta una oportunidad histórica para liderar esta nueva economía verde, transformando un problema energético (excedentes no aprovechados) en un mercado de desarrollo sostenible y competitividad a nivel mundial.

6.5 BARRERAS EN CHILE

Ya con todo lo mencionado con las oportunidades que tiene Chile, no podemos dejar de mencionar que también enfrenta crecientes curtailment de electricidad solar y eólica debido a limitaciones del sistema eléctrico. Aprovechar ese excedente para producir hidrógeno verde, amoniaco u obtener agua desalinizada surge como una oportunidad para almacenar energía y descarbonizar la economía. Sin embargo, el desarrollo de estos proyectos tiene barreras importantes de tipo regulatorio, social y tecnológicas.

6.5.1 BARRERAS REGULATORIAS

6.5.1.1 FALTA DE MARCO LEGAL Y NORMATIVAS:

La industria del hidrógeno verde en Chile aún carece de regulaciones que abarquen toda su cadena con términos claros y completos. Existe el consenso en que se necesita una normativa específica para dar certeza jurídica, donde involucra a los inversionistas y las regulaciones de aspectos de seguridad, transporte y uso del hidrógeno. Hoy en día en Chile no cuenta con una ley de hidrógeno, pero si han realizado modificaciones a leyes existentes. Por ejemplo, la ley 21.305 de eficiencia energética que define al hidrógeno verde como combustible y la dictación de la dirección de urbanismo N°470 lo declara infraestructura energética. El 2024 se aprobó un nuevo reglamento de seguridad para instalaciones de hidrógeno con el Decreto N°1 para fijar requisitos mínimos en diseño, construcción y operación.

A pesar de estos cambios, no es suficiente y persiste la falta de normativas detalladas en temas como estándares de transporte, inyección a redes de gas o certificación de origen, lo que genera vacíos legales e incertidumbre para desarrollar proyectos a gran escala para inversionistas.



Ilustración 7 Plan de eficiencia energética.

6.5.1.2 TRAMITACIÓN AMBIENTAL Y PERMISOS:

Los procesos de evaluación ambiental (SEIA) y obtención de permisos resultan extensos y engorrosos para proyectos de hidrógeno o amoniaco verde. Hoy en día constamos con unos pocos proyectos piloto operando y los primeros megaproyectos recién comenzaron a ingresar al SEIA el 2024, enfrentando el Informe consolidado de solicitud de aclaraciones, rectificaciones y/o ampliaciones con exigencias adicionales. El caso conocido es el proyecto de amoniaco verde de HNH Energy de US\$11 mil millones, donde criticaron que las exigencias profundas del Servicio de evaluación ambiental (SEA) están ralentizando el inicio del proyecto y además elevando costos por el tiempo. Autoridades y gremios reconocen que la normativa ambiental debe ser rigurosa pero más ágil y eficiente, pues el sistema actual aún no logra un equilibrio entre exigencia y rapidez. El director ejecutivo de la Asociación chilena de hidrógeno señaló que es necesario avanzar hacia un SEIA más ágil y eficiente sin bajar las exigencias, ya que los extensos tiempos de permisos son una de las principales barreras para el avance de estos proyectos. Para abordar este desafío, el SEA ha publicado guías técnicas específicas para evaluar proyectos de Hidrógeno verde. Por ejemplo, los criterios para describir en el SEIA las plantas con electrolizadores, puertos, desaladoras, entre otros, busca aclarar requisitos y evitar debates como la evaluación por fases. A pesar de estos criterios entregados por el SEIA, la obtención de permisos como las concesiones marítimas para desaladoras y puertos, derechos de agua y autorizaciones eléctricas, siguen siendo complejas con instituciones que aún no tienen procedimientos estándar para este tipo de proyectos innovadores [47].

6.5.1.3 RETRASOS NORMATIVOS E INCENTIVOS:

Se han realizado varias actualizaciones legales, pero han avanzado lentamente como lo es la Ley N° 21.505 de almacenamiento energético y electromovilidad que se promulgó recién a fines de 2022 para habilitar e incentivar sistemas de almacenamiento, su foco inicial estaba principalmente en fomentar el almacenamiento de energía en baterías como las BESS y promover la electromovilidad, sin embargo, incluyó el hidrógeno verde de forma complementaria. Esta ley introdujo un beneficio para proyectos de hidrógeno verde con generación propia renovable, eximiéndolos de pagar cargos de transmisión por la energía autoabastecida, eliminando así un sobre costo que antes desincentivaba estos proyectos. Si bien este cambio es positivo, tomó tiempo llevarlo a cabo y aún se espera la reglamentación completa de este tipo de energía.

Con lo mencionado, la ausencia de incentivos económicos es señalada como una barrera, actualmente no existen subsidios o mecanismos robustos para minimizar la brecha entre los costos del hidrógeno verde y los combustibles fósiles aún vigentes, lo que dificulta la viabilidad financiera. Es de conocimiento de la industria que faltan consumidores finales y en un principio consumidores nacionales de hidrógeno, lo

que es un gran obstáculo para producir un producto que no se sabe si se venderá. Sin un mercado interno desarrollado, los proyectos dependen de exportaciones futuras que conllevan aún mayores incertidumbres.

6.5.2 BARRERAS SOCIALES

6.5.2.1 CONFLICTOS TERRITORIALES Y COMUNALES.

Las dimensiones y alcances de estos proyectos prospectos generan incomodidad, desconfianza e incertidumbre en las comunidades aledañas y en las ubicaciones de estas mismas como en la región de Magallanes. Distintos grupos comunales hay expresado su total rechazo a estos “megaproyectos” ya que los consideran fuera de escala, y que podrían afectar sus formas de vida y el paisaje de la zona. En Magallanes 32 organizaciones ambientales declararon el 2024 su oposición al proyecto de amoniaco verde de HNH Energy, señalando que la iniciativa que incluye generadores eólicos, planta de proceso, ductos, desaladora, terminal marítimo y campamentos, impactaría de forma irreparable la zona. Denunciaron, además, que se está impulsando un modelo demasiado agresivo para la obtención de los territorios donde todas las externalidades negativas recaen en comunidades y ecosistemas locales [64].

Este problema refleja el temor de que tiene las personas de Magallanes, que este lugar se convierta en una zona de sacrificio para exportar amoniaco verde al extranjero con problemas laterales que afectarán el ecosistema y la población. Por otra parte, en el norte de Chile, algunos proyectos enfrentan oposiciones de diferentes actores, por ejemplo, el proyecto INNA (2024) de AES, que se compone de una planta de hidrógeno en Antofagasta, es cuestionado por científicos y astrónomos debido a su cercanía al Observatorio Paranal y el riesgo de contaminación lumínica que podría afectar la observación astronómica la cual Chile es líder mundial en este tipo de estudios. Esta resistencia llevó a incorporar nuevos criterios y exigencias en la normativa ambiental, incluyendo el 2024 una norma de cielos oscuros y evaluación de luminancia para proteger los observatorios [62].

El aspecto socio ambiental es una barrera real en Chile donde sin una manera adecuada de resolver estos conflictos, llevará a que los proyectos se retrasen, se impidan o simplemente no se invierta en ellos.

6.5.2.2 PARTICIPACIÓN Y DIÁLOGO TERRITORIAL.

Tradicionalmente, muchos proyectos energéticos en Chile se han desarrollado con escasa participación temprana de las comunidades, lo que ha provocado desconfianza y conflictos posteriores. En el caso del hidrógeno verde, autoridades y expertos destacan la importancia de involucrar desde el inicio a las comunidades locales para legitimar los proyectos. El Gobierno ha empezado a promover mecanismos de participación ciudadana temprana en el SEIA. El 2023 el Servicio de evaluación ambiental actualizó la guía para participación temprana, esto significa que alienta a los proponentes de los proyectos a realizar procesos voluntarios de diálogo antes de ingresar sus Estudios de impacto ambiental. Esta guía incorpora los principios del acuerdo de Escazú, este acuerdo es un tratado internacional sobre los derechos de acceso en asuntos ambientales en América Latina y el Caribe. Su finalidad es que cualquier persona puede conocer los impactos, riesgos y decisiones sobre estos proyectos. No obstante, la participación temprana sigue siendo voluntaria y aún es muy rudimentaria su práctica, dependiendo de la voluntad de las empresas. La ausencia de espacios formales de diálogo temprano es vista como una barrera, ya que incrementa el riesgo de que surjan problemas más adelante con comunidades organizadas o grupos jurídicos, es decir, cuando el proyecto ya esté en etapa de construcción o esté aceptado por el SEIA.

Hoy 2025, H2 Chile destaca que será determinante continuar promoviendo el diálogo entre todos los actores para el éxito de esta industria, el lograr licencia social requerirá mayores esfuerzos de información, consulta y beneficios locales, especialmente en zonas aisladas o con identidad cultural diferente.

6.5.2.3 PREOCUPACIONES POR USO DE AGUA A COMUNIDADES.

Los proyectos de hidrógeno verde requieren cantidades significativas de agua para la electrólisis, lo que genera inquietud en comunidades sobre la disponibilidad de este recurso. Si bien producir 1 kg de hidrógeno verde requiere relativamente poca agua (10 litros) en comparación con otros usos industriales, la fuente de esa agua es crítica en zonas como el norte de Chile.

Sabemos que en Atacama y Antofagasta hay severa escasez hídrica, por lo tanto, existe temor de que la industria hidrógeno compita por aguas superficiales o subterráneas porque ya están sobreexplotadas. Por ello, se plantea que la mayoría de los proyectos deberá usar agua de mar desalinizada o aguas residuales reutilizadas como insumo. Sin embargo, esto conlleva a otras dudas ambientales, como lo es las plantas desaladoras. Estas implican vertimiento de salmuera pudiendo afectar la vida del borde costero, lo que preocupa a pescadores artesanales y comunidades costeras. También el transporte del agua desalinizada podría afectar ecosistemas tierra adentro si no se gestiona correctamente. En Magallanes, aunque el agua dulce es más abundante, los proyectos contemplan también desalinizar agua de mar para no afectar reservas naturales, lo que genera interrogantes sobre posibles impactos en el entorno marino de la Patagonia.

Por estas razones organizaciones locales piden garantías de que no se aumentarán la demanda del agua que ya consume la gente, ni se dañará la biodiversidad en los alrededores de las plantas de hidrógeno verde.

6.5.3 BARRERAS TECNOLÓGICAS

6.5.3.1 LIMITACIONES EN LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.

Unas de las razones del curtailment es la insuficiente capacidad de transmisión para inyectar toda la energía renovable hacia los centros de consumo. Chile ha presentado un crecimiento muy rápido en su infraestructura de energías renovables, como los parques solares y eólicos, especialmente en el norte con un 61% de crecimiento solar que se instaló en el norte el 2024, pero a su vez el crecimiento de la demanda y de las redes no ha ido al mismo ritmo. En 2024 prácticamente toda la nueva generación solar del año fue perdida por estas restricciones estructurales o de mercado.

La presidenta de ACERA afirmó que además de la falta de demanda local en ciertas zonas, los problemas del sistema de transmisión y la poca flexibilidad de algunas centrales térmicas para reducir su generación de forma más dinámica, agrava los recortes de energía. Esto impacta directamente a los proyectos de hidrógeno, amoniaco y agua, ya que muchos apuntan a instalar electrolizadores en puntos donde hay energía excedente barata, pero conectar esos electrolizadores al SEN puede ser difícil si la red está saturada. La falta de líneas de transmisión retrasa la conexión de nuevos consumos industriales y limita la posibilidad de transportar energía de una zona con excedentes a otra con demanda de hidrógeno. Por esto mismo ACERA y el Ministerio de energía destacan que es indispensable acelerar la construcción de infraestructura de transmisión como condición para reducir los recortes de energía. Hasta que no se refuerce el sistema de transporte eléctrico los proyectos que buscan aprovechar energía desechada seguirán enfrentando cuellos de botella para operar a máxima capacidad.

6.5.3.2 FALTA DE INFRAESTRUCTURA DE PUERTOS Y ALMACENAMIENTO.

Convertir energía renovable en hidrógeno o amoniaco a gran escala implica transportar estos productos a sus consumidores, y hoy la infraestructura en Chile no cuenta con este tipo de tecnología. Actualmente no existen terminales portuarios especializados para transportar grandes volúmenes de amoniaco, hidrógeno líquido u otros derivados (*e-fuels*). El estudio realizado por el Ministerio de energía y la GIZ (Agencia Alemana de Cooperación Internacional) evaluaron la posible capacidad de los puertos chilenos frente a la demanda que provocará el hidrógeno verde. Uno de los hallazgos, se detectó que el Puerto Angamos de Mejillones en el norte y el Terminal Mardones en Punta Arenas, en el extremo sur no tienen la capacidad suficiente para la proyección de estos proyectos. Es decir, las instalaciones portuarias actuales serían un cuello de botella para exportar el hidrógeno verde y sus derivados. Parte de la solución requiere ampliar puertos existentes o construir nuevos terminales especializados, como por ejemplo muelles con tanques refrigerados para amoniaco y sistemas de carga de hidrógeno líquido, pero estas inversiones acarrearán altos costos y largos plazos. Otro problema, es que las empresas portuarias estatales enfrentan restricciones legales para invertir sin un compromiso transparente con empresas privadas, lo que a su vez dificulta adelantarse para una proyección a la demanda futura. No podemos olvidarnos de la infraestructura de almacenamiento terrestre. Este requiere grandes estanques de hidrógeno o amoniaco, gasoductos y logística de transporte para estos mismo. En estos podemos encontrar isocontenedores y camiones cisterna.

La ausencia de esta infraestructura básica es hoy una barrera tecnológica y financiera que Chile debe superar para hacer posible la exportación de su energía verde.

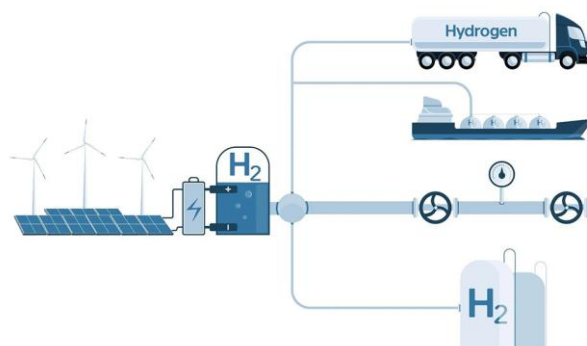


Ilustración 8 Infraestructura de energía de hidrógeno.

6.5.3.3 ALTOS COSTOS E INMADUREZ TECNOLÓGICA.

La conversión de electricidad en hidrógeno y derivados aún es una tecnología emergente en Chile. Solo hay unos pocos proyectos piloto operativo, por lo que la curva de aprendizaje apenas está comenzando. Los electrolizadores de gran tamaño, plantas de amoníaco verde, celdas de combustible y demás equipamientos tienen costos de capital muy elevados actualmente. Esto hace que el costo del hidrógeno verde sea significativamente mayor que alternativas convencionales como el hidrógeno gris producido desde gas natural. Sin incentivos y mecanismos de apoyo, en el lado económico desincentiva a inversionistas privados. A pesar de que Chile tiene una de las energías renovables más baratas del mundo, el componente tecnológico sigue encareciendo el producto final. Otro costo adicional es el adquirir la infraestructura, como lo son los electrolizadores, compresores, turbinas, etc. Estos aumentan el costo del producto final por el mantenimiento de estos equipos, debiendo importarse la mayoría.

Otro de los desafíos es la eficiencia del proceso completo, actualmente la cadena (electricidad, hidrógeno, amoníaco), lleva consigo pérdidas de energía en cada etapa, reduciendo el aprovechamiento real del excedente eléctrico. Se requieren avances en I+D para mejorar la eficiencia y reducir costos, pero la inversión de la infraestructura ya es alta, pero de igual manera debemos desenvolver costos para el avance y la innovación nacional. El gobierno y la academia chilena (universidades, centros de investigación y programas científicos) reconocen la necesidad de formar capital humano especializado y fomentar la investigación para impulsar el desarrollo técnico. Mientras la tecnología no madure y se masifique, los proyectos para mitigar el curtailment seguirán enfrentando barreras importantes.

6.5.3.4 DIFICULTADES EN EL ABASTECIMIENTO DE AGUA PARA ELECTRÓLISIS.

Como mencionamos anteriormente en las tecnologías para producir hidrógeno, esta requiere agua muy pura, lo que también es un reto. La mayoría de los proyectos deberán integrar plantas desaladoras o sistemas para reutilizar de aguas servidas para obtener agua sin impactar recursos naturales. Si bien la desalación es una tecnología conocida, incorporarla añade más complejidad al proceso. Hay que entender que una desaladora requiere su propio diseño, inversión y permisos ambientales. En Chile, la tramitación de una planta desalinizadora tarda en promedio 8 años (incluyendo estudios y permisos), lo cual no es viable con el desarrollo del mercado de hidrógeno y puede hacer perder competitividad según expertos de ACADES (Asociación chilena de desalación). Además, operar electrolizadores con agua de mar implica pasos adicionales de purificación como, pretratamiento, ósmosis inversa y postratamiento, lo que aumenta el consumo energético y los costos.

El reúso de aguas residuales tratadas es otra alternativa. Chile cuenta con un alto nivel de tratamiento de efluentes urbanos (cerca del 99,9% de cobertura) pero reutiliza menos del 6% de esas aguas, representando una oportunidad perdida. Para utilizar el agua de efluentes para producción de hidrógeno verde, habría que implementar tratamientos avanzados que garanticen la pureza requerida. Es decir, si el agua impacta en menos del 1% del costo del hidrógeno, asegurar el suministro hídrico confiable es un desafío técnico que nos obliga a desarrollar infraestructura de desalación y reúso junto con el proyecto energético.

La falta de experiencia en la industria en integrar sistemas de agua y electrólisis a gran escala se suma como barrera, entonces será necesario adaptar tecnologías y estándares para que el uso de agua de mar o aguas servidas sea sostenible, minimizando impactos ambientales, costos y cumpliendo parámetros estrictos de calidad para no dañar los electrolizadores [13].

6.5.4 CONCLUSIÓN GENERAL DE LAS BARRERAS TECNOLÓGICAS.

Chile enfrenta un conjunto de barreras vectoriales para convertir sus recortes de energías en renovables de hidrógeno, amoniaco y agua desalinizada. En el plano regulatorio, se requiere agilizar y completar el marco normativo (permisos más expeditos, claridad legal y apoyos económicos).

En el aspecto social, es necesario fortalecer la participación temprana y la relación con las comunidades locales para reconocer y autorizar los proyectos, y así evitar conflictos a corto y largo plazo que puedan frenar el desarrollo.

En relación con lo tecnológico, Chile debe invertir en infraestructura y en disminuir los costos. Las brechas técnicas como el almacenamiento y eficiencias es el gran desafío para que estos proyectos sean viables y competitivos.

Tanto el gobierno y gremios han identificado estas barreras y están tomando medidas iniciales para superarlas. Podemos ver promoviendo construcción de líneas de transmisión y normativas de hidrógeno o incluyendo el uso de agua desalada en el plan de acción nacional. Superar estos obstáculos será clave para aprovechar energías renovables.

6.6 CARACTERIZACIÓN CONCEPTUAL DE TECNOLOGÍAS PARA HIDRÓGENO, AMONIACO Y AGUA.

En el estado del arte ya mencionamos las posibles tecnologías utilizadas para poder mitigar el curtailment con hidrógeno, amoniaco y agua. De igual manera las mencionaremos brevemente para hacer un recuento entre sus factores, vectores y desarrollos de cada una.

6.6.1 ELECTRÓLISIS ALCALINA (AWE).

Una de las tecnologías más maduras de electrolización, esta usa un electrolito líquido alcalino (KOH). Sigue siendo ampliamente utilizada hoy en día para producir hidrógeno verde debido a su robustez y menor costo relativo a gran escala.

6.6.2 ELECTRÓLISIS PEM (MEMBRANA DE INTERCAMBIO PROTÓNICO)

Otra tecnología consolidada de electrolisis de agua que utiliza membranas poliméricas. Hoy en día sigue vigente por su alta densidad de corriente y respuesta flexible a fuentes intermitentes. Muchos proyectos están optando a escoger PEM para hidrógeno verde, ya que sus costos vienen bajando y acercándose al de alcalina.

6.6.3 AGUA DULCE TRATADA, DESALINIZADA Y RESIDUAL.

Hoy en día es viable de usar fuentes de agua para la electrolisis, así minimizar el impacto en recursos hídricos. Por ejemplo, proyectos costeros integran plantas de ósmosis inversa alimentadas con excedentes renovables para obtener agua desalinizada

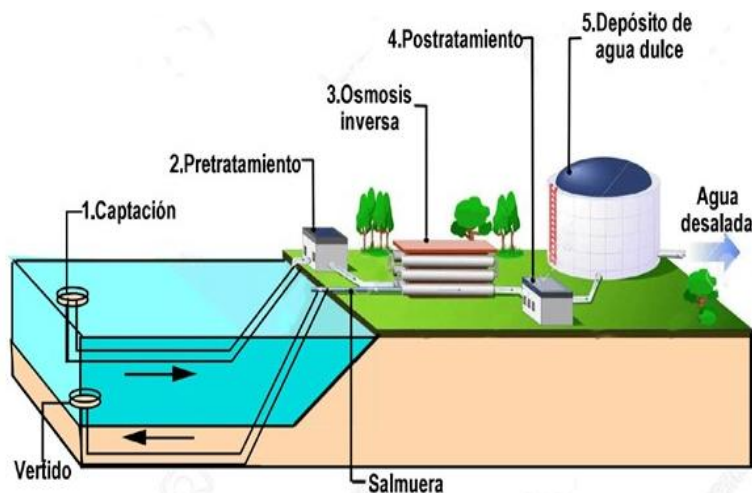


Ilustración 9 Proceso desalinizadora.

6.6.4 CAPTURA DE CO₂ CON EL HIDRÓGENO VERDE(DAC).

La captura de dióxido de carbono continúa siendo un tema relevante producir combustibles sintéticos derivados del hidrógeno verde. La tecnología de captura se ha expandido incluyendo la captura directa del aire (DAC), suministrando dióxido de carbono limpio que combinado con hidrógeno, permite sintetizar metanol, combustibles líquidos o metano sintético. Por ejemplo, el proyecto HIF Haru Oni en Chile captura dióxido de carbono atmosférico y lo combina con hidrógeno producido por generación eólica para producir e-combustibles.

Qué es la Captura Directa del Aire (DAC) y en qué consiste

La tecnología DAC consiste en separar el CO₂ presente en la atmósfera mediante grandes equipos denominados "contactores"

400 partes por millón
(concentración de CO₂ promedio en la atmósfera)

Los contactores filtran el aire y separan el CO₂

El CO₂ separado se trata para adecuarlo a la aplicación final

Aplicaciones
El CO₂ se utiliza para fabricar combustibles sintéticos y en sectores como el agrícola, el alimentario o el confort.

Almacenamiento
El CO₂ se puede almacenar geológicamente o usarlo en procesos de mineralización.



Ilustración 10 Proceso captura directa del aire (DAC).

6.6.5 SÍNTESIS DE AMONIACO VÍA HABER-BOSCH (SEPARACIÓN CRIOGÉNICA DE N₂).

El proceso Haber Bosch convencional, que combina hidrógeno con nitrógeno del aire para obtener amoniaco. Sigue siendo una de las rutas para producir amoniaco verde. La única diferencia es el nitrógeno que se obtiene típicamente por separación de aire (criogénica). Este método está siendo aplicado en proyectos pioneros de amoniaco verde que el Haber-Bosch ya está industrialmente optimizado.

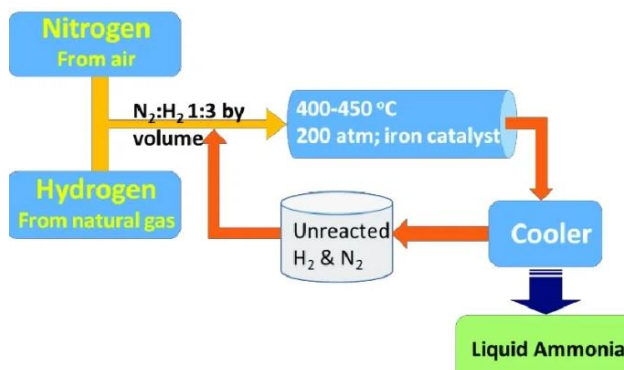


Ilustración 11 Proceso síntesis de amoniaco HABER BOSH.

6.6.6 ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS (BESS).

El uso de baterías de gran escala para almacenar excedentes eléctricos sigue plenamente vigente en 2025 y complementa la conversión a hidrógeno verde. La madurez de esta tecnología hace que muchas plantas renovables incluyan BESS para gestionar el curtailment de corto plazo en lugar de desperdiciarlo.

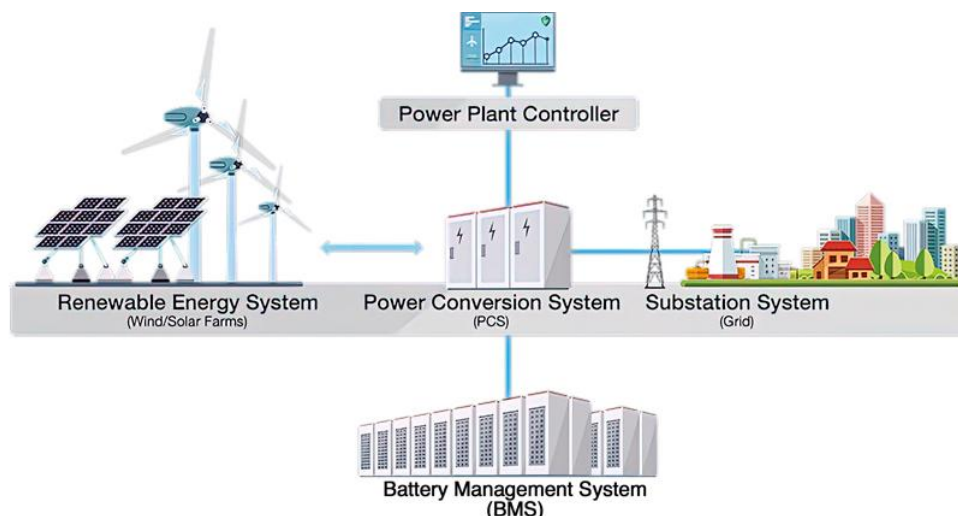


Ilustración 12 Proceso almacenamientos BESS.

6.6.7 ELECTRÓLISIS POR MEMBRANA DE INTERCAMBIO ANIÓNICO (AEM)

La electrólisis AEM ha ganado protagonismo reciente como tecnología híbrida entre alcalina y PEM. Desde el 2024 se han logrado hitos importantes fuera de Chile, como por ejemplo en EE.UU, Power to hydrogen inauguró un piloto a escala industrial, y en China la empresa Enapter inició la producción en serie del primer electrolizador AEM de 1 MW. Lo interesante de esta tecnología AEM no requiere catalizadores nobles y promete costos más bajos, operando eficientemente con energías variables.

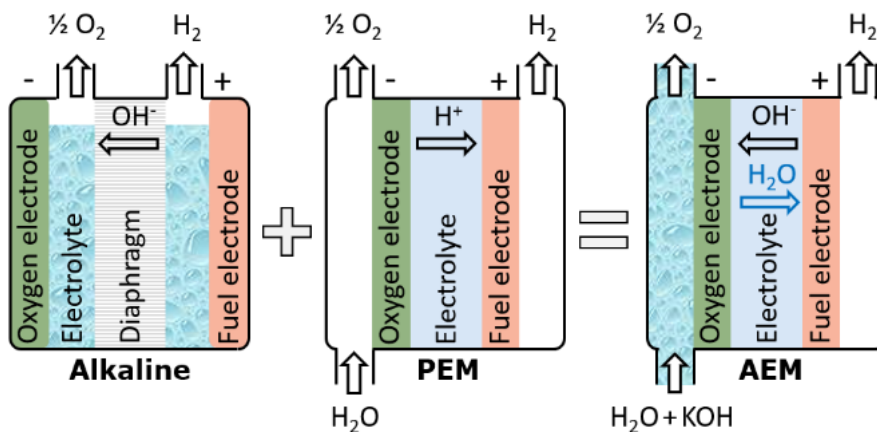


Ilustración 13 Electrólisis por membrana de intercambio.

6.6.8 ELECTRÓLISIS DE ÓXIDO SÓLIDO (SOEC) DE ALTA TEMPERATURA.

Esta tecnología utiliza celdas cerámicas a aproximadamente a 700°C para convertir vapor de agua en hidrógeno con eficiencias eléctricas superiores. Bloom energy instalará un sistema SOEC de 10 MW en una planta de amoníaco en Oklahoma. La SOEC puede aprovechar calor residual industrial o nuclear, reduciendo el consumo eléctrico por kg de Hidrógeno, si bien, aún es menos madura que la PEM y AWE, varias compañías están interesados esta tecnología.

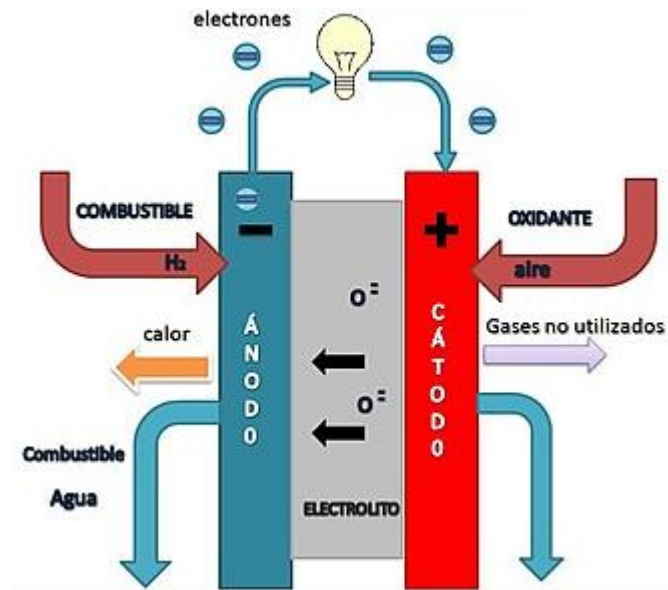


Ilustración 14 Electrólisis de SOEC.

6.7 EVALUACIONES Y MODELOS

Con la información ya rescatada podemos interpretar directamente que para aprovechar el curtailment energéticos en Chile con estas tecnologías, es fundamental evaluar la viabilidad del agua, ya para producir hidrógeno verde y amoniaco verde, dependen de la utilización de esta misma. A pesar de que ya hay un juicio sobre escoger el agua salada, de igual forma es importante realizar una pequeña evaluación comparativa de los 3 tipos de agua.

1. **Agua dulce tratada:** Comúnmente utilizada en zonas con disponibilidad natural, pero escasa en zonas con alto curtailment (como el norte de Chile).
2. **Agua desalinizada (agua salada tratada):** Recurso abundante en zonas costeras áridas. Requiere mayor energía para su tratamiento, pero ofrece alta escalabilidad.
3. **Aguas residuales tratadas:** Alternativa sostenible con potencial en entornos urbanos o industriales, aunque con mayores requerimientos de purificación para aplicaciones como la electrólisis.

A través del modelo de las 5 fuerzas de Porter y modelo Canvas compararemos los 3 tipos de agua, donde se analizará la estructura competitiva y estratégica de cada tipo de producción de agua, para así visualizar cuál presenta mejor viabilidad técnica, económica y estratégica en el contexto chileno. Con esto, la comparación nos permitirá justificar la selección de agua salada como recurso hídrico base para los modelos siguientes de hidrógeno y amoniaco.

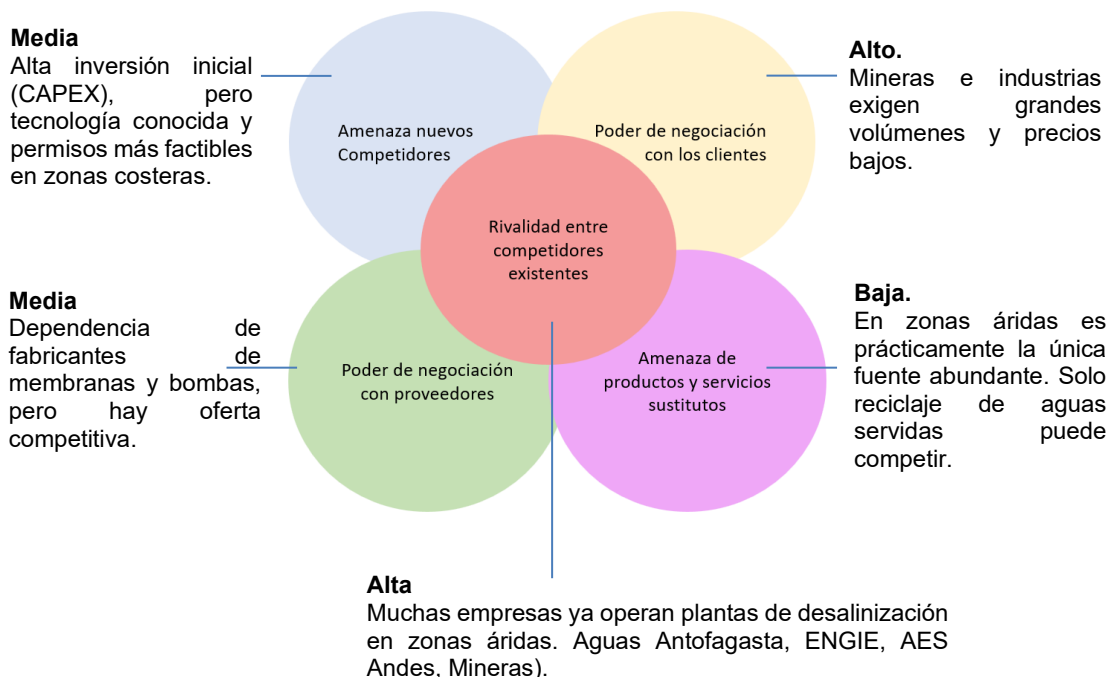


Ilustración 15 Porter para producción de agua desalinizada para utilización en la industria.

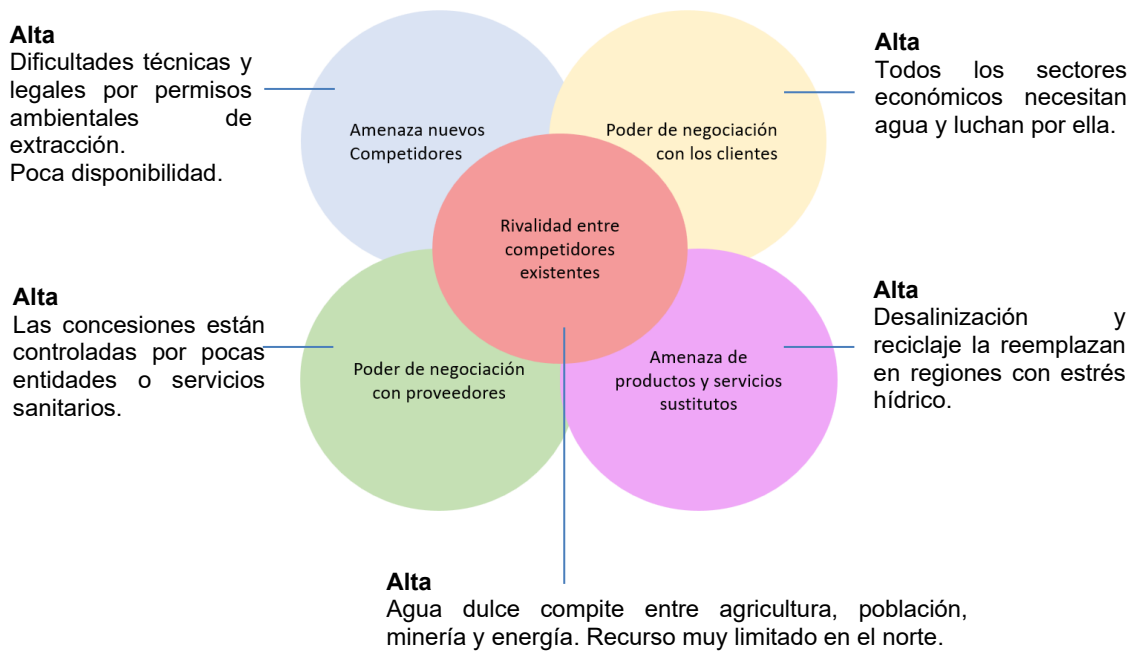


Ilustración 16 Porter para producción de agua dulce tratada para utilización en la industria.

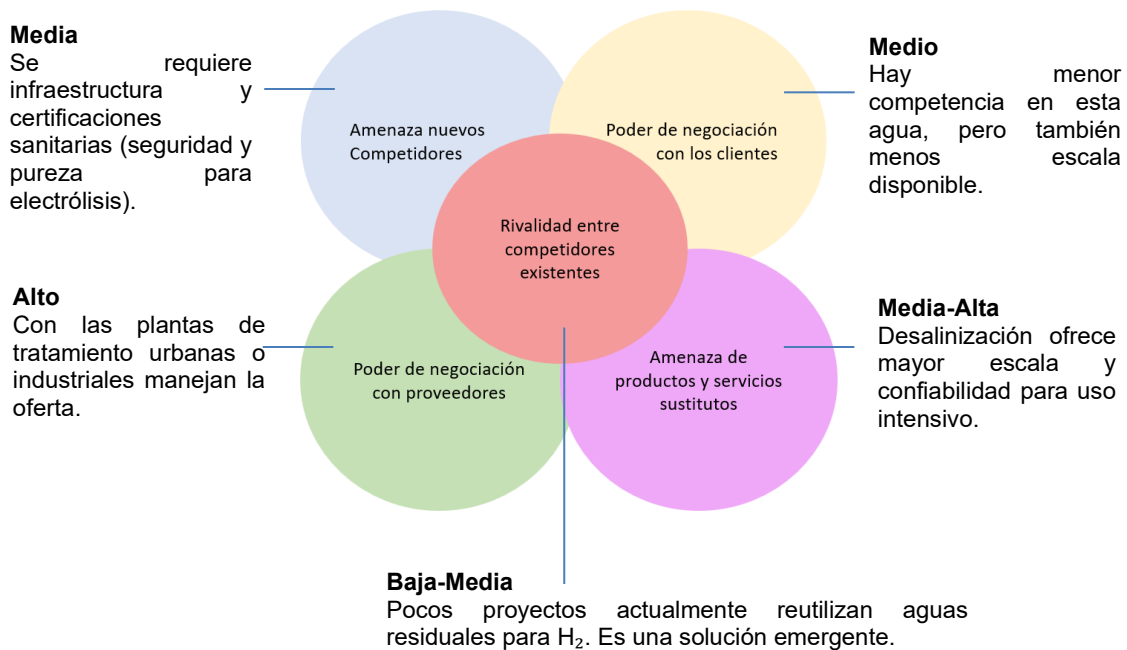


Ilustración 17 Porter para producción de agua residuales tratadas para utilización en la industria.

6.7.1.1 Comparación y resultado.

Tabla 5 Resultado agua salada.

Criterio / Tipo de agua	Agua Salada (RO)
Disponibilidad	Muy alta en zonas costeras ★★★
Costo energético	Alta, Requiere energía para desalinización ★
Escalabilidad	Alta, tecnología consolidada y replicable ★★★
Acceso y regulación	Normativas clara aparentemente y experiencia en proyectos ya operativos★★
Adecuada para producción de H ₂	Usada actualmente en proyectos como Volta y HyEx★★
	11 ★

Tabla 6 Resultado agua dulce.

Criterio / Tipo de agua	Agua Dulce Tratada
Disponibilidad	Muy escasa en zonas áridas ★
Costo energético	Bajo, especialmente si es agua superficial ★★★
Escalabilidad	Limitada por disponibilidad geográfica ★
Acceso y regulación	Acceso complejo y conflictos con otros usos ★
Adecuada para producción de H ₂	Posible, pero compite con otros usos prioritarios ★★★
	9 ★

Tabla 7 Resultado aguas residuales.

Criterio / Tipo de agua	Aguas Residuales Tratadas
Disponibilidad	Limitada a entornos urbanos o industriales★★
Costo energético	Consumo intermedio, dependiendo del nivel de tratamiento★★
Escalabilidad	Escalable donde existan aguas residuales o redes urbanas★★
Acceso y regulación	Regulación variable★★
Adecuada para producción de H ₂	Solo viable con tratamiento avanzado que asegure pureza para electrólisis★
	9 ★

En cuanto a las fuentes de agua para la electrólisis, se compararon tres alternativas: agua de mar desalinizada, agua dulce tratada y aguas residuales tratadas. La Tabla 6 resume las ventajas de utilizar agua salada mediante ósmosis inversa (RO), destacando su alta disponibilidad en zonas costeras y su escalabilidad. La Tabla 7 presenta las características del uso de agua dulce tratada, la cual tiene bajo costo energético, pero limitada disponibilidad en zonas áridas. Por último, la Tabla 8 muestra el análisis de las aguas residuales tratadas, que podrían ser viables si se cuenta con tratamiento avanzado, aunque su disponibilidad depende del contexto urbano o industrial.

6.7.1.2 Modelo de negocio Canvas de generación para Hidrógeno.

El modelo de negocio Canvas para la generación de hidrógeno verde permite visualizar los elementos clave necesarios para desarrollar esta industria en Chile. En el bloque de socios clave, destacan actores como el Coordinador Eléctrico Nacional, proveedores de electrólisis, empresas portuarias, inversionistas y usuarios industriales como el sector minero. Las actividades clave incluyen la producción de hidrógeno y amoníaco mediante electrólisis, la captura de curtailment, el almacenamiento y la certificación de origen verde.

Entre los recursos clave se consideran plantas de electrólisis (PEM o AWE), acceso a agua tratada, infraestructura logística y personal especializado. La propuesta de valor se enfoca en ofrecer un producto energético limpio, certificado y competitivo, tanto para uso local como para exportación. En cuanto a los canales de distribución, se contemplan plataformas digitales, alianzas comerciales y exportación desde puertos del norte del país.

La relación con los clientes se sostiene mediante contratos de suministro a largo plazo (PPAs), soporte técnico y plataformas de monitoreo ambiental. Los segmentos de clientes incluyen industrias mineras, empresas de transporte pesado, fundiciones, y gobiernos o instituciones extranjeras comprometidas con la descarbonización.

Los flujos de ingresos provienen principalmente de la venta de hidrógeno y amoníaco verde, así como de certificados de carbono y servicios tecnológicos asociados (como monitoreo o certificación). Por otro lado, la estructura de costos se compone de inversiones iniciales en electrólisis, almacenamiento y desalación (CAPEX), además de costos operativos como agua, energía, personal, mantenimiento, certificación y transporte (OPEX).

Este modelo destaca la necesidad de una coordinación multisectorial para viabilizar el negocio, y permite identificar de forma clara las oportunidades de valor, ingresos y escalabilidad dentro de un entorno energético en transición.

6.7.1.3 Modelo de negocio Canvas de generación para amoniaco.

El modelo de negocio Canvas para la producción de amoniaco verde presenta una estructura más compleja debido a los requerimientos adicionales asociados al proceso Haber-Bosch y a la logística de exportación del producto. En el bloque de socios clave, se identifican entidades como el Coordinador Eléctrico Nacional, proveedores tecnológicos, empresas logísticas, el gobierno de Chile y aliados estratégicos internacionales (Japón, Corea, Europa).

Las actividades clave incluyen la electrólisis para generar hidrógeno, la síntesis de amoniaco mediante la tecnología Haber-Bosch, y tareas asociadas a compresión, licuefacción, certificación y cumplimiento normativo para exportación. En cuanto a los recursos clave, se destacan la planta de electrólisis, la planta de síntesis de amoniaco, acceso garantizado a agua tratada, infraestructura logística especializada y redes de exportación refrigeradas.

La propuesta de valor se basa en la producción de amoniaco 100 % renovable, apto como fertilizante, portador de hidrógeno y combustible marino. Además, facilita el cumplimiento de metas de descarbonización por parte de los compradores y permite exportar energía renovable de forma indirecta. Los canales de comercialización incluyen plataformas digitales de contratos energéticos verdes, alianzas con hubs internacionales y exportación vía puertos con terminales refrigerados.

En la relación con los clientes, se considera la firma de contratos de suministro a largo plazo, asistencia técnica y coordinación logística internacional. Los segmentos de clientes abarcan empresas químicas, compañías navieras, gobiernos y firmas energéticas en Asia y Europa interesadas en importar energía limpia o insumos descarbonizados.

Respecto a los flujos de ingreso, estos provienen de la venta directa de NH_3 por tonelada, ingresos por bonos de carbono, subsidios por exportación limpia y servicios tecnológicos asociados. Finalmente, la estructura de costos contempla inversiones de capital CAPEX en plantas de electrólisis, Haber-Bosch y desalación, además de costos operativos OPEX en energía, agua, mantenimiento, licuefacción, transporte y certificaciones internacionales.

Este modelo evidencia la necesidad de un ecosistema regulado, eficiente y orientado a la exportación para asegurar la viabilidad del amoniaco verde como vector energético clave para la transición global.

6.8 DISEÑO, COSTOS Y CONSUMO PLANTA DESALINIZADORA DE DOBLE PURIFICACIÓN

La producción de hidrógeno mediante electrólisis exige el uso de agua muy pura, clasificada como tipo I según la norma ASTM. Para lograr llegar a esta calidad a partir de agua de mar, se requiere un sistema de doble purificación como indicaron en la presentación Halan Simonetti de GasValpo. Como primera parte se aplica un proceso de ósmosis inversa (RO) que elimina las sales y genera agua potable. Luego, se realiza una etapa adicional de desmineralización, que puede incluir una segunda pasada de ósmosis inversa, electrodesionización o el uso de resinas de intercambio iónico, todo esto con el objetivo de alcanzar una conductividad menor a $1 \mu\text{S}/\text{cm}$. Este tratamiento completo es fundamental para asegurar que el agua no cause daños ni incrustaciones en los electrolizadores [44].

μS = microsiemens (unidad de conductividad)

cm = centímetro (distancia entre los electrodos en la medición)

$1 \mu\text{S}/\text{cm}$ = agua con altísima pureza (muy baja en sales y minerales)

En Chile podemos mencionar costos reales en desalación industrial de la minera Escondida que construyó una planta de ósmosis inversa llamada Escondida Water Supply la cual produce 220.000 $\text{m}^3/\text{día}$ de agua purificada. Esta tuvo una inversión de US\$3.430 millones, y este monto incluyó las obras marítimas y un acueducto de 170 km hasta la mina a 3.200 m de altura. Hay que considerar dado la infraestructura, que se elevará el costo por m^3 producido debido al bombeo a gran altitud, es decir, más energía para producir o transportar.

Según el artículo "Desalación de Agua de Mar: Situación en Chile y en el Mundo" de ALADYR, menciona precios sobre proyectos costeros, entre estos está el sin transporte de agua tierra adentro, es decir, una planta cerca de la costa claramente los costos serían menores. Podemos estimar un Capex entre \$1 a \$2 millones de dólares por cada 1.000 $\text{m}^3/\text{día}$ de capacidad instalada para la planta desaladora con una doble pasada (como dijimos antes para más purificación). En el Opex se incluyen energía eléctrica del curtailment, reposición de membranas entre 5 a 7 años, químicos como antifouling, cloro, cloración y mantenimiento general. Ahora, el Opex típico está entre \$0,5 a \$0,7/ m^3 en plantas grandes cuando la energía es barata. Entonces, si dimensionamos una planta desaladora para que su producción satisfaga la demanda de agua del electrolizador, y dado que la necesidad de agua para el hidrógeno es relativamente baja, la planta desaladora que necesitaríamos tendría que ser relativamente pequeña a mediana escala en comparación con las ya operativas en zonas de minería. Por ejemplo, para producir 500 $\text{m}^3/\text{día}$ de agua muy pura, el Capex podría estar entre \$5 a \$10 millones de dólares, con un costo por m^3 cercano a \$1 dólar. Este costo equivale a \$0,01 dólares por kg de H_2 [27][83].

6.8.1 CONSUMO ENERGÉTICO

La desalinización de agua de mar es un proceso intensivo en energía. Los sistemas RO (osmosis inversa) modernos operan típicamente con 3 a 4 kWh/m³ de electricidad por metro cúbico de agua producida. Este valor incluye recuperación de energía del rechazo de salmuera y puede aumentar ligeramente al considerar bombeo de agua cruda, pretratamiento y post tratamiento. La recuperación de esta energía sucede cuando una desaladora de ósmosis inversa retira agua de mar y se somete a una alta presión para que pase a través de unas membranas que separan la sal del agua. El resultado de esta es agua dulce y agua salmuera la que se considera un rechazo salino, es el agua con alta concentración de sal que no logró pasar por la membrana. Esta salmuera todavía tiene presión, y lo que la hace particular, ya que es esa energía se vuelve a utilizar con un dispositivo llamado recuperador de energía (por ejemplo, cámaras isobáricas o turbinas hidráulicas). Esta energía recuperada se reutiliza en el sistema para reducir el consumo eléctrico total [30].

6.8.2 CONSUMOS ENERGÉTICOS Y COSTOS DE DESALACIÓN.

Según el documento “Contribuciones al debate constitucional n°6: desalinizado de agua de mar” publicado por René Saa Vidal, investigador y docente del Centro de Análisis de Políticas Públicas (CAPP) en la página web de la Universidad de Chile, habla y aclara las diferencias hace años atrás sobre sobre la matriz, factores y costos de la desalación [41].

1. Primera etapa:

Osmosis: 4 kWh/m³ aproximado
bombeo a distribución + osmosis: 6 kWh/m³ .

2. Segunda etapa:

Desionización: 0,1 a 0,3 kWh/m³.

3. Total requerido (doble purificación):

Osmosis + bombeo + desionización: 6,2 kWh por m³ de agua de alta pureza entregada al electrolizador.

4. Costo agua purificada:

Costo: \$0,70 - \$3,20 por m³ de agua purificada.

A pesar de que se deben considerar estos costos para el flujo a gran escala, son casi insignificantes respecto al consumo y costos de la electrólisis. Por ejemplo, producir 1 m³ de agua purificada equivalente a 1.000 litros, tiene un costo aproximado de \$1,60 USD. Entonces si se requieren alrededor de 9 litros de agua para generar 1 kg de hidrógeno, ese metro cúbico permite producir aproximadamente 111 kg de H₂. Por lo tanto, el costo del agua por cada kg de hidrógeno es cercano a \$0,014 USD, lo que representa menos del 1% del costo total de producción de hidrógeno verde.

$$\text{Costo agua/kg } H_2 = \frac{1,60 \text{ USD}}{111 \text{ kg}} \approx 0,014 \text{ USD/kg } H_2$$

6.9 DISEÑO, COSTOS Y CONSUMO PLANTA HIDRÓGENO Y AMONIACO

Entonces, ya entendiendo el consumo aproximado que tiene la desalación debemos saber el consumo que tienen las diferentes tecnologías para producir hidrógeno o amoniaco.

El informe técnico económico que se menciona en la revista de descontaminación industrial, recursos energéticos y sustentabilidad de Francisca Troncoso G de la empresa Thermal Engineering, son números muy duros y relevantes, hacen énfasis al desarrollo técnico junto con costos, precios y consumo.

También el Giz, Hy2gen y el gobierno de México tiene los números muy claros en cuanto a costo de capital y costo de operación de este tipo de planta. Esto se menciona en “Guía para el desarrollo de proyectos de amoniaco verde en México” [45][26].

6.9.1 CONSUMOS ENERGÉTICOS Y COSTOS DE ELECTRÓLISIS AWE Y PEM

Tabla 8 Comparación de tecnologías de electrólisis.

Parámetro	Electrólisis AWE	Electrólisis PEM
Consumo energético	50 – 55 kWh/kg H ₂	55 – 60 kWh/kg H ₂
Eficiencia del proceso	65 – 70%	60 – 65%
Total requerido	50 – 55 kWh por kg de H ₂	55 – 60 kWh por kg de H ₂
CAPEX	USD 500 – 1.000 por kW instalado	USD 700 – 1.400 por kW instalado
OPEX	2 – 4% del CAPEX anual (sin energía)	2 – 4% del CAPEX anual (sin energía)

6.9.2 COSTOS DE INFRAESTRUCTURA TOMA Y DESCARGA DE AGUA.

La infraestructura es importante a la hora de evaluar el costo de la planta, ya que la lejanía del mar es de suma importancia respecto a los costos de los conductos de extracción de agua y el vertimiento de la salmuera. Según estudios de UTFSM (2020) y Global Water Intelligence (2021), estos costos pueden representar entre 2,5 a 6,5 millones de dólares adicionales al CAPEX de la planta desaladora, dependiendo del diámetro de las tuberías, la longitud y la altitud de impulsión.

Tabla 9 Costos toma y descarga de agua.

Ítem de infraestructura	Rango de costo estimado (USD)	Condiciones técnicas
Tuberías de captación de agua de mar	1 a 3 millones	Longitud 1-2 km, diámetro 300-600 mm
Tuberías de descarga de salmuera	0,8 a 2 millones	Según diseño y volumen de rechazo
Estaciones de bombeo	0,5 a 1,5 millones	Según caudal y altura de impulsión
Impacto total en CAPEX	2,5 a 6,5 millones adicionales	Suma estimada de toda la infraestructura de captación y descarga

Tabla 10 Resumen de consumo energético.

Etapa tecnológica	Consumo energético	Comentario / Fuente
Desalación de agua de mar	5,5 a 6 kWh/m ³	Ósmosis inversa SWRO
Electrólisis AWE (Alcalina)	50 kWh/kg H ₂	Consumo típico de electrólizador AWE a PL (Partial Load)
Electrólisis PEM (Membrana)	55 kWh/kg H ₂	Consumo típico de PEM con BOP (Balance of Plant)
Síntesis de amoníaco (Haber-Bosch)	9.000 kWh/ton NH ₃ o 9 kWh/kg NH ₃	Equivale a aproximadamente 9 kWh por kg de NH ₃ producido (8,7 a 10,3 kWh/kg)

6.10 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTAS DE AGUA DESALINIZADA, HIDRÓGENO VERDE Y AMONIACO.

Ya con la información detallada anteriormente podemos dimensionar de plantas de agua desalada, hidrógeno y amoníaco verdes en base al volumen de energía vertida en Chile el 2023 con 967,3 GWh.

Para lograr esta dimensión adecuadamente se consideraron los consumos energéticos y costos técnicos asociados, basados en datos de fuentes internacionales como IRENA (2020), DOE (2021), y otras referencias técnicas. En estas se buscan reflejar condiciones de operación típicas en proyectos a escala comercial adaptados a zonas de alta radiación solar y disponibilidad de agua marina, como las del norte de Chile [26].

6.10.1 CONSUMOS ENERGÉTICOS DE CADA TECNOLOGÍA

Desalación de agua:

Consumo total (ósmosis inversa + desionización + bombeo de captación y rechazo): 5,5 a 7 kWh por m³.

Producción de hidrógeno verde:

1. **Electrólisis AWE:** 52,5 kWh/kg H₂.
2. **Electrólisis PEM:** 57,5 kWh/kg H₂.
3. **Síntesis de amoníaco verde:** 8,7 a 10,3 kWh/kg NH₃.

Tabla 11 Balance energético y dimensionamiento.

Variable	Tecnología AWE	Tecnología PEM
Energía disponible	967,3 GWh	967,3 GWh
Consumo total por kg H ₂ (agua + electrólisis)	52,56 kWh/kg H ₂	57,56 kWh/kg H ₂
Producción anual de H ₂ verde	18.400 toneladas	16.800 toneladas
Producción potencial de NH ₃ verde	104.500 toneladas (requiere mas energía)	95.500 toneladas (requiere más energía)

Tabla 12 Características técnicas y económicas asociadas.

Etapa	CAPEX aproximado	OPEX (sin energía)
Planta desalinizadora	USD 2.500 a 7.400/m ³ día	0,47 USD/m ³ producido
Planta de electrólisis AWE	USD 500 a 1.000/kW instalado	2 a 4% del CAPEX anual
Planta de electrólisis PEM	USD 700 a 1.400/kW instalado	2 a 4% del CAPEX anual
Planta de amoníaco	USD 900 a 2.000/t/día instalada	2 a 4% del CAPEX anual
Infraestructura marina (toma y descarga)	USD 2,5 a 6,5 millones adicionales	

Estimación de la producción anual de hidrógeno verde a partir del curtailment energético.

1. Producción de hidrógeno con tecnología AWE.

$$\text{Curtailment} = 967,3 \text{ GWh} = 967.300.000 \text{ kWh}$$

$$\text{Electrolisis AWE} = \frac{967.300.000 \text{ kWh}}{52,56 \text{ kWh/kg H}_2} = 18.400.000 \text{ kg H}_2/\text{año}$$

$$\text{Toneladas} = 18.400 \text{ de H}_2 \text{ verde}$$

2. Producción de hidrógeno con tecnología PEM.

$$\text{Curtailment} = 967,3 \text{ GWh} = 967.300.000 \text{ kWh}$$

$$\text{Electrolisis AWE} = \frac{967.300.000 \text{ kWh}}{57,56 \text{ kWh/kg H}_2} = 16.800.000 \text{ kg H}_2/\text{año}$$

$$\text{Toneladas} = 16.800 \text{ de H}_2 \text{ verde}$$

Tabla 13 Resultado del agua necesaria y energía para desalinización basado en el curtailment 2023.

Concepto	Valor	Unidad	Observaciones
Producción estimada de hidrógeno	18.400.000	kg	Basado en curtailment 2023
Agua requerida por kg de H ₂	0,009	m ³ /kg	Equivale a 9 litros por kg
Agua total necesaria	165.600	m ³	18.400.000 × 0,009 m ³
Consumo energético por m ³ desalado	6	kWh/m ³	Basado en doble pasada con ósmosis inversa
Energía total para desalinización	993.600	kWh	165.600 m ³ × 6 kWh
Curtailment disponible en 2023	967.000.000	kWh (967 GWh)	Referencia oficial
Proporción de energía para desalinizar	0,1	%	993.600/967.000.000x100

6.11 EVALUACIÓN DEL CONTEXTO COMERCIAL PREVIO A LA MODELACIÓN ECONÓMICA

Para poder dimensionar la energía a producir en relación con el curtailment del 2023, lo primero que debemos hacer es identificar cuanto hidrógeno verde y amoniaco debemos producir, es decir, no se trata solamente de categorizar económicamente si es viable, si no, entender el mercado interno e internacional para evaluar si es que producir hidrógeno es viable tanto por el mercado interno y externo, por lo técnico y por la evaluación económica. Con esto podremos realizar un análisis de sensibilidad y una evaluación económica según los posibles ingresos y egresos.

6.11.1 HIDRÓGENO

En Chile en relación con el hidrógeno no existen cifras oficiales vendidas para el 2023 y el 2024, ya que el uso interno sigue siendo experimental y está limitado a proyectos piloto. El impulso que realiza Corfo en el anuncio publicado en el Ministerio de economía, fomento y turismo, que los proyectos ya en marcha podrían elevar la demanda interna a 1.000 toneladas al año, cifra que podría llegar a 45.000 toneladas al año. En la práctica, el 2023, el consumo nacional de hidrógeno fue casi cero, solo ensayos y pruebas. Un ejemplo claro es el proyecto Haru Oni de HIF Global que produjo y exporto unos 100.000 litros de e-combustible verde en 2024, pero a pesar de esta condición comercial de Haru Uni, no hay datos publicados respecto a las toneladas hidrógeno puro vendido. El artículo del banco central mencionado con anterioridad *“Hidrógeno verde en Chile: perspectivas de demanda e inversión”*, tiene una visión futura desde el 2030 en adelante, que el uso interno será el transporte seguidamente por la minería e industria.

6.11.2 AMONIACO

Respecto el amoniaco la información tiende a ser más clara, y esto porque Chile importa y consume gran cantidad para fertilizantes y explosivos tanto en la agricultura y minería, y el amoniaco es un producto esencial para la fabricación de estos. Según el estudio del Hiz junto al ministerio de energía *“Industria del Amoniaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización”*, Chile el 2020 importó 326.312 toneladas de amoniaco y el 2021 355.264 toneladas. En la práctica, se venden en Chile aproximadamente 350.000 toneladas de amoniaco en forma de importaciones para industria minera, agrícola, y otros. Estos datos históricos confirman que el mercado nacional está en el orden 350.000 toneladas anuales de amoniaco.

6.11.3 MERCADO HIDRÓGENO Y AMONIACO

Entonces las ventas de hidrógeno y amoniaco son:

1. **2023 - 2024 Hidrógeno:** Prácticamente nulas, limitándose a proyectos piloto y ensayos.

Proyección Hidrógeno: 1.000 toneladas anuales, aunque en la práctica aún no existe un mercado comercial consolidado.

Usos : Proyectos como Haru Oni exportando pequeñas cantidades de e-combustible producido con hidrógeno verde con una producción de 100.000 litros el 2024.

2. **2023 – 2025 Amoniaco:** La venta y consumo de amoniaco en Chile es aproximadamente 350.000 toneladas anuales entre 2023 y 2024.

Proyección Amoniaco: Chile actualmente no produce amoniaco localmente y depende completamente de las importaciones. Se espera tener una producción propia según los proyectos presentados.

Usos : Este amoniaco es utilizado principalmente en minería para explosivos y también en agricultura como lo es en fertilizantes y otros.

Según estos datos 2 puntos, tiene más sentido enfocar la industria a la producción del amoniaco ya que presenta una mayor presencia industrial y económica. Chile, ya cuenta con una demanda interna activa y existe un potencial camino a la exportación. Respecto al mercado del hidrógeno, aún se encuentra en etapas iniciales con aplicaciones limitadas a pilotos y desarrollos tecnológicos. No obstante, considerando el posicionamiento estratégico de Chile sobre su transición energética, resulta clave destinar parte de la producción de hidrógeno para fomentar el desarrollo tecnológico nacional, adquirir experiencia operativa y abrir oportunidades en mercados internacionales que pueden crear nuevas demandas futuras.

6.11.4 PRECIO DE VENTA DEL HIDRÓGENO

1. Justificación del valor de USD 5/kg.

Para efectos de esta evaluación económica, se ha considerado un precio de venta del hidrógeno verde de USD 5 por kilogramo. Este valor corresponde a un estimado realista del precio alcanzable en proyectos, tomando como base el costo nivelado de producción LCOH estimado entre USD 4–8/kg según la estimación nacional e internacional.

2. Comparación con precios comerciales e internacionales

Según cotización real en Chile, el hidrógeno embotellado de uso industrial puede alcanzar precios de hasta USD 187/kg (GasLab, 2024), aunque este valor refleja una comercialización a pequeña escala con altos costos logísticos. Por otra parte, según estimaciones proporcionadas por expertos e información internacional, el precio de compra de hidrógeno gris o azul se sitúa en torno a USD 80/kg, mientras que el hidrógeno verde en EE.UU., con subsidios, puede encontrarse por debajo de USD 30/kg. Estos valores sirven como referencia para evaluar la competitividad del hidrógeno verde producido localmente en Chile mediante el aprovechamiento del curtailment energético.

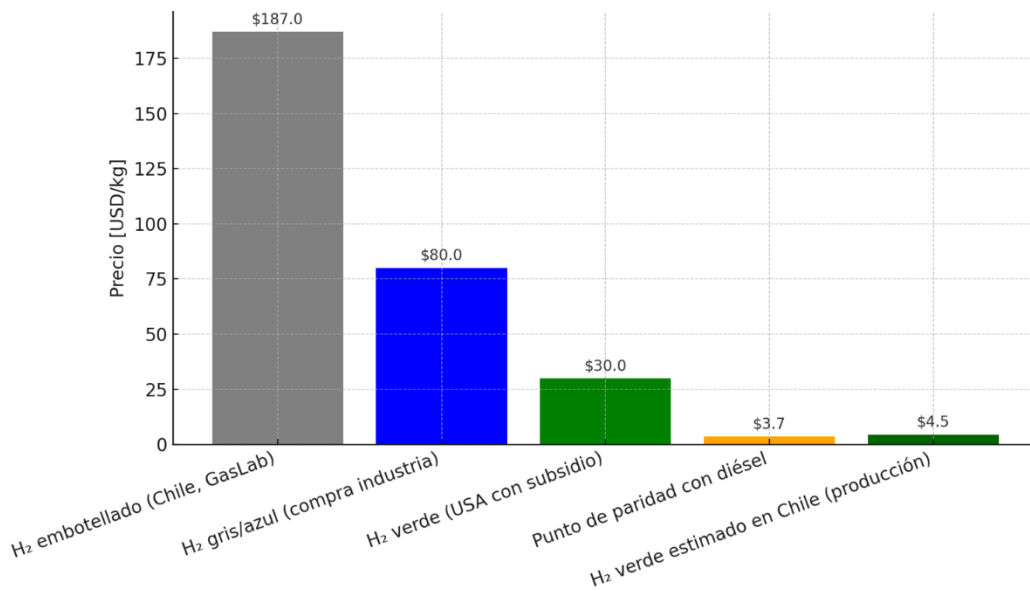


Ilustración 18 Comparación precios venta hidrógeno.

6.11.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para realizar el análisis de sensibilidad sobre que debemos producir y cuanto, es necesario saber el mercado interno, externo y las competencias técnicas internas. Como ya mencionamos al inicio de nuestro título “MERCADO HIDRÓGENO Y AMONIACO”, Chile importa 350.000 toneladas anuales de amoniaco para diferentes usos, y en hidrógeno solamente ha exportado e-combustible producido con hidrógeno verde. La cantidad de este e-combustible fue de 100.000 litros al año, y según HIF (Siemens Energy, Porsche) 8 kg de hidrógeno equivalen 100 litros de e-combustible, entonces, 100.000 litros equivalen a 8 toneladas de hidrógeno, es decir, 8.000 kg de hidrógeno.

6.11.6 DATOS PARA ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

1. **Dimensión Curtailment 2023:** 976,3 GWh.
2. **Hidrógeno para producir** : 1.000 toneladas
3. **Amoniaco para producir** : 350.000 toneladas (350.000.000 kg).

Estas 3 variables deben vincularse entre sí, ya que de ellas depende el análisis de sensibilidad, es decir, cumplir con la dimensión de los GWh a utilizar, las toneladas que debemos producir de hidrógeno y la cantidad de amoniaco respecto a la producción de hidrógeno.

Tabla 14 Análisis de sensibilidad respecto energía vs producción vs %

% de hidrógeno	% de amoniaco	Metros cúbicos (m ³) de agua ya desalinizada y pura	agua ya desalinizada y pura (l)	Total Toneladas de hidrógeno	Total Producción Hidrógeno (kg)	Toneladas de hidrógeno con su %	Hidrógeno (kg) con su %	Toneladas de amoniaco con su %	amoniaco (kg) con su %	Ingreso por H ₂ 5 USD/kg	Ingreso por NH ₃ 1 USD/kg	Consumo Energía Hidrógeno 52,56 kWh/kg	Consumo Energía amoniaco 9 kWh/kg NH ₃
80%	20%	138.591	138.591.000	15.399	15.399.000	12.319	12.319.200	17.493	17.493.264	61.596.000	17.493.264	809.371.440	157.439.376
60%	40%	119.259	119.259.000	13.251	13.251.000	7.951	7.950.600	30.106	30.106.272	39.753.000	30.106.272	696.472.560	270.956.448
50%	50%	111.411	111.411.000	12.379	12.379.000	6.190	6.189.500	35.156	35.156.360	30.947.500	35.156.360	650.640.240	316.407.240
30%	70%	98.514	98.514.000	10.946	10.946.000	3.284	3.283.800	43.521	43.521.296	16.419.000	43.521.296	575.321.760	391.691.664
10%	90%	88.290	88.290.000	9.810	9.810.000	981	981.000	50.149	50.148.720	4.905.000	50.148.720	515.613.600	451.338.480

En este análisis podemos rescatar que lo más factible para Chile considerando los datos del 2023, podemos dimensionar el curtailment y definir que la producción de hidrógeno sea direccionada 60% para hidrógeno interno para posible venta y 40% de amoniaco para poder ser vendido internamente. Esto entrega como dato 7.951 toneladas de hidrógeno verde y 30.106 toneladas de amoniaco verde, respetando los GWh del 2023.

Tabla 15 Consumo Curtailment vs ingresos por producción de tabla 12.

	Consumo total kWh Suma H ₂ y NH ₃	Total GWh	Ingreso total sin egresos Ingreso suma H ₂ + NH ₃ USD
80% H ₂ y 20% NH ₃	966.810.816	966,8	79.089.264
60% H ₂ y 40% NH ₃	967.429.008	967,4	69.859.272
50% H ₂ y 50% NH ₃	967.047.480	967,0	66.103.860
30% H ₂ y 70% NH ₃	967.013.424	967,0	59.940.296
10% H ₂ y 90% NH ₃	966.952.080	967,0	55.053.720

6.12 ESCENARIOS

6.12.1 ESCENARIO 1 HIDRÓGENO Y AMONIACO AWE

Tabla 16 DATOS PARA EL FLUJO ECONÓMICO AWE.

Hidrogeno + amoniaco + AWE +PPA Bajo				
Potencia instalada para hidrógeno	0,00	MW		
Potencia instalada para amoniaco	0,00	MW		
Factor de Planta	80,00%			
horas año factor 80%	7.008	horas/año		
Horas año	8.760	horas/año		
Curtaíment Anual	967.300	MW/año	967,3	GWh
Precio de venta hidrogeno 1.000kW	\$5	US\$/Kg		
Precio de venta Amoniaco	\$2	US\$/Kg		
Hidrogeno producción total	13.251.000	Kg	13.251	tonleadas
Producción de agua pura para hidr	119.259	m ³		
% destinado para hidrogeno	7.950.600	60%		
% destinado para amoniaco	5.300.400	40%		
Total hidrogeno para venta	7.950.600	Kg		
Total Amoniaco para venta	30.106.272	Kg	5,68	kg NH ₃ por kg H ₂
Consumo energético AWE	52,56	kWh/kg H ₂		
Consumo energético Haber-Bosch	9,5	kWh/kg H ₂		
Potencia Instalada para Hidrógeno	99,4	MW		
Potencia Instalada para Amoniaco	40,8	MW		
CAPEX Hidrógeno (500 a 1000 USD/	\$99,4	Mill. US\$	\$1.000	USD/kW
CAPEX Amoniaco (900 a 2.000 USD/	\$179,00	Mill. US\$	\$1.000	USD/tonelada día
CAPEX Desalinizadora(6,20 USD/m ²	\$0,74	Mill. US\$	\$6,2	USD/m ³
Desalinizadora(USD 2 millones aprox para tuberías de 1,5 km)	\$2,67	Mill. US\$	\$2,0	Mill. US\$
Costos OPEX Anual Hidrógeno (2% e	\$3,975	Mill. US\$/Año	4%	
Costos OPEX Anual Amoniaco (2% e	\$7,160	Mill. US\$/Año	4%	
Costos OPEX Anual Desalinizar (1%	\$0,027	Mill. US\$	2%	
PPA - Mercado spot	\$30	USD/MWh		
Distancia tuberías desde el mar	2	Km extracción - vertimiento		
Depreciación acelerada equipos	10	años		
Inversión Equipos e Instalaciones	281,8	Mill. US\$		
Inversión en terreno	1,0	Mill. US\$		
Capital de trabajo	28,2	Mill. US\$	10%	
Total inversión proyecto	310,97	Mill. US\$		

- Energía disponible:** Se aprovechan 967,3 GWh/año de energía vertida (curtailment).
- Producción esperada:** Se producen 13.251 toneladas de hidrógeno al año, destinando 60% a venta directa que son 7.950 toneladas de hidrógeno y 40% a producción de 30.106 toneladas de amoniaco.
- Tecnologías empleadas:**
Electrólisis AWE: consumo de **52,56 kWh/kg H₂**.
Haber-Bosch: consumo adicional de 9,5 kWh/kg H₂ para síntesis de amoniaco.
- Potencia instalada:**
99,4 MW para hidrógeno.
40,8 MW para planta de amoniaco.
- CAPEX estimado:**
Hidrógeno: 99,4 MUSD.
Amoniaco: 179,0 MUSD.
Desaladora+tuberías: 3,41 MUSD (incluye 2 km de tuberías).
- OPEX anual (3% promedio):**
Hidrógeno: 2,98 MUSD.
Amoniaco: 7,16 MUSD.
Desaladora: 0,027 MUSD.
- Inversión total del proyecto:** 310,97 millones de USD (incluye equipos, terreno y capital de trabajo).

Tabla 17 ESCENARIO 1 FLUJO DE CAJA ELECTROLISIS AWE

Hidrogeno + amoniaco + AWE +PPA Bajo											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Energía generada	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año
Curtailment	0	967.300	967.300	967.300	0	0	0	0	0	0	0

Flujo de Caja del Proyecto Puro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Ingresos											
Ingresos venta por hidrogeno		39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000
Ingresos venta por amoniaco		60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544
Total Ingresos	0	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544
Egresos											
Costos energia 967.300MW/Anual		\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000
Costos Fijos Planta Hidrogeno		3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300
Costos Fijos Planta Amoniaco		7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977
Costos Fijo Planta Desalinizar		26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667
Depreciación equipos		28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800
Intereses											
Total Egresos	0	68.359.744	68.359.744	68.359.744	68.359.744	68.359.744	68.359.744	68.359.744	68.359.744	68.359.744	68.359.744
Utilidad Bruta		31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00
Impuestos @ 20%		6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00
Utilidad Neta	0	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00
Depreciación equipos	0	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800
Capital de trabajo	28.178.800										-28.178.800
Terreno	1.000.000										-1.000.000
Equipos central de generación	281.788.002										
Valor residual terreno y equipos											
Préstamo	0										
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-310.966.802	53.463.440	53.463.440	53.463.440	53.463.440	53.463.440	53.463.440	53.463.440	53.463.440	53.463.440	82.642.240

VAN	28.792.585
TIR	12%

Se considera que cada año por lo menos habrá un curtailment de 967,3 GWh de energía para poder producir 13.251 toneladas de hidrógeno, de las cuales el 60% se comercializará directamente y el 40% se destinará a la producción de amoniaco mediante el proceso Haber-Bosch, logrando una producción estimada de 30.106 toneladas de NH₃ al año.

La inversión total estimada con CAPEX, terreno y capital de trabajo es de 310,97 millones USD.

Se consideraron costos de operación anuales OPEX que representan un porcentaje conservador del CAPEX entre el 2 al 4 por ciento.

La evaluación económica del flujo proyectado es a 10 años, con depreciación acelerada y sin considerar financiamiento externo, arroja un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 28,79 millones USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 12%, lo que indica viabilidad financiera bajo los supuestos establecidos.

Estos resultados validan que, bajo un escenario base y precios internacionales de referencia (5 USD/kg H₂ y 2 USD/kg NH₃), el proyecto puede ser rentable en condiciones de mercado competitivas.

6.12.1.1 EXPLICACIÓN FLUJO ESCENARIO 1

Para producir 13.251 toneladas de hidrógeno necesitamos una cantidad de energía, y así en cadena se mencionará el flujo energético necesario por cada proceso

1. Producción Agua:

- Agua desalinizada requerida : 119.259.000 l/año *(se necesitan 9 litros por kg de hidrógeno a producir.)*
- Consumo energético : Se agregó en la electrolisis.

2. Producción Hidrógeno:

- Hidrógeno a producir : 13.251.000 kg de H₂
- Consumo energético : 696.472.560 kWh *(el total de hidrógeno por su consumo por kg 52,56 kWh/kg).*

3. Porcentaje a producir amoniac:

- 60% venta directa de hidrógeno : 7.950.600 kg.
- 40% producción directa de NH₃ : 5.300.400 kg

4. Producción Amoniac:

- Amoniac a producir : 30.106.272 kg de amoniac. *(Se produce 5,68 kg de NH₃ por cada kg de H₂)*
- Consumo energético : 270.956.448 kWh *(1kg de amoniac por 9 kWh/kg)*

5. Consumo energético total del proceso:

- Electrolizador (incluye agua) : 696.472.560 kWh
- Síntesis de NH₃ : 270.956.448 kWh
- Total : 967.429.008 kWh = 967.3 GWh

6. Datos para estimaciones:

Hidrógeno verde:

Valor de proyectado (precio estratégico a futuro) : 5 USD/kg
Valor real actual a granel : 90 USD/kg

Amoniac verde:

Valor asumido en tesis : 2 USD/kg

7. Evaluaciones:

Escenario 5 USD/kg (precio estratégico):

VAN \$28.792.585 USD
TIR 12%

Escenario 90 USD/kg (hoy precio a granel):

VAN \$3.350.796.260 USD
TIR 191%

Ambos VAN consideran la suma del ingreso por amoniac.

6.12.2 ESCENARIO 2 HIDRÓGENO Y AMONIACO PEM

Tabla 18 DATOS PARA EL FLUJO ECONÓMICO PEM

Hidrogeno + amoniaco + PEM+PPA Bajo				
Potencia Instalada para hidrógeno	0,00	MW		
Potencia Instalada para amoniaco	0,00	MW		
Factor de Planta	80,00%			
horas año factor 80%	7.008	horas/año		
Horas año	8.760	horas/año		
Curtailment Anual	967.300	MW/año	967,3	GWh
Precio de venta hidrogeno 1.000kW/ 500USD	\$5	US\$/Kg		
Precio de venta Amoniaco	\$2	US\$/Kg		
Hidrogeno producción total	12.410.000	Kg	12.410	tonleadas
Producción de agua pura para hidrógeno	111.690	m³		
% destinado para hidrogeno	7.446.000	60%		
% destinado para amoniaco	4.964.000	40%		
Total hidrogeno para venta	7.446.000	Kg		
Total Amoniaco para venta	28.195.520	Kg	5,68	kg NH ₃ por kg H ₂
Consumo energético AWE	57,50	kWh/kg H ₂		
Consumo energético Haber-Bosch	9,5	kWh/kg H ₂		
Potencia Instalada para Hidrógeno	101,8	MW		
Potencia Instalada para Amoniaco	38,2	MW		
CAPEX Hidrógeno (500 a 1000 USD/kW)	\$101,8	Mill. US\$	\$1.000	USD/kW
CAPEX Amoniaco (900 a 2.000 USD/tonelada día)	\$167,64	Mill. US\$	\$1.000	USD/tonelada día
CAPEX Desalinizadora(6,20 USD/m³)	\$0,69	Mill. US\$	\$6,2	USD/m³
CAPEX Desalinizadora(USD 2 millones aprox para tuberías de 1,5 km)	\$2,67	Mill. US\$	\$2	Mill. US\$
Costos OPEX Anual Hidrógeno (2% a 4% del CAPEX)	\$4,073	Mill. US\$/Año	4%	
Costos OPEX Anual Amoniaco (2% a 4% del CAPEX)	\$6,706	Mill. US\$/Año	4%	
Costos OPEX Anual Desalinizar (1% a 2% del CAPEX)	\$0,027	Mill. US\$	2%	
PPA - Mercado spot	\$30	USD/MWh		
Distancia tuberías desde el mar	2	Km extracción - vertimiento		
Depreciación acelerada equipos	10	años		
Inversión Equipos e Instalaciones	272,8	Mill. US\$		
Inversión en terreno	1,0	Mill. US\$		
Capital de trabajo	27,3	Mill. US\$	10%	
Total inversión proyecto	301,10	Mill. US\$		

- Energía disponible:** Se aprovechan 967,3 GWh/año de energía curtailment.
- Producción esperada:** Se producen 12.410 toneladas de hidrógeno al año, destinando 60% a venta directa que son 7.446 toneladas de hidrógeno y 40% a producción de 28.195 toneladas de amoniaco.
- Tecnologías empleadas:**
Electrólisis AWE: consumo de **57,5 kWh/kg H₂**.
Haber-Bosch: consumo adicional de 9,5 kWh/kg H₂ para síntesis de amoniaco.
- Potencia instalada:**
99,4 MW para hidrógeno.
40,8 MW para planta de amoniaco.
- CAPEX estimado:**
Hidrógeno: 101,8 MUSD.
Amoniaco: 167,64 MUSD.
Desaladora+tuberías: 3,41 MUSD (incluye 2 km de tuberías).
- OPEX anual (3% promedio):**
Hidrógeno: 4,073 MUSD.
Amoniaco: 6,706 MUSD.
Desaladora: 0,027 MUSD.
- Inversión total del proyecto:** 301,1 millones de USD (incluye equipos, terreno y capital de trabajo).

Tabla 19 Flujo de caja Electrolisis PEM

Flujo de caja puro Hidrogeno + amoniaco + PEM+PPA Bajo											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Energía generada	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año
Curtailment	0	967.300	967.300	967.300	0	0	0	0	0	0	0

Flujo de Caja del Proyecto Puro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Ingresos											
Ingresos venta por hidrogeno		37.230.000	37.230.000	37.230.000	37.230.000	37.230.000	37.230.000	37.230.000	37.230.000	37.230.000	37.230.000
Ingresos venta por amoniaco		56.391.040	56.391.040	56.391.040	56.391.040	56.391.040	56.391.040	56.391.040	56.391.040	56.391.040	56.391.040
Total Ingresos	0	33.621.040	93.621.040	93.621.040	93.621.040	93.621.040	93.621.040	93.621.040	93.621.040	93.621.040	93.621.040
Egresos											
Costos energia 967.300MWh/Año		\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000
Costos Fijos Planta Hidrogeno		4.072.917	4.072.917	4.072.917	4.072.917	4.072.917	4.072.917	4.072.917	4.072.917	4.072.917	4.072.917
Costos Fijos Planta Amoniaco		6.705.556	6.705.556	6.705.556	6.705.556	6.705.556	6.705.556	6.705.556	6.705.556	6.705.556	6.705.556
Costos Fijos Planta Desalinizar		26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667
Depreciación equipos		27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095
Intereses											
Total Egresos	0	67.106.234	67.106.234	67.106.234	67.106.234	67.106.234	67.106.234	67.106.234	67.106.234	67.106.234	67.106.234
Utilidad Bruta		26.514.806,09	26.514.806,09	26.514.806,09	26.514.806,09	26.514.806,09	26.514.806,09	26.514.806,09	26.514.806,09	26.514.806,09	26.514.806,09
Impuestos @ 20%		5.302.961,22	5.302.961,22	5.302.961,22	5.302.961,22	5.302.961,22	5.302.961,22	5.302.961,22	5.302.961,22	5.302.961,22	5.302.961,22
Utilidad Neta	0	21.211.844,87	21.211.844,87	21.211.844,87	21.211.844,87	21.211.844,87	21.211.844,87	21.211.844,87	21.211.844,87	21.211.844,87	21.211.844,87
Depreciación equipos	0	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095	27.282.095
Capital de trabajo	27.282.095										-27.282.095
Terreno	1.000.000										-1.000.000
Equipos central de generación	272.820.950										
Valor residual terreno y equipos											
Préstamo	0										
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-301.103.045	48.493.940	48.493.940	48.493.940	48.493.940	48.493.940	48.493.940	48.493.940	48.493.940	48.493.940	76.776.035

VAN	7.775.195
TIR	11%

La evaluación económica del proyecto de aprovechamiento de energía curtailment para la producción combinada de hidrógeno y amoniaco muestra que ambas alternativas tecnológicas AWE y PEM resultan rentables, aunque con diferencias relevantes en su desempeño por su consumo.

En comparación con la AWE, la tecnología PEM presenta un mayor consumo energético específico, 57,5 kWh/kg H₂ contra a 52,56 kWh/kg H₂ de AWE, esto incrementa la potencia instalada necesaria y el CAPEX global a 301,1 millones USD, lo que reduce su VAN a 7,77 millones USD y su TIR a 11%.

En términos generales, la tecnología AWE resulta más atractiva en este contexto, debido a su menor requerimiento energético y mejor rentabilidad proyectada, posicionándose como una alternativa más eficiente para aprovechar excedentes energéticos no inyectados al sistema en zonas con alta disponibilidad de recursos renovables.

6.12.2.1 EXPLICACIÓN FLUJO ESCENARIO 2

Para producir 12.410 toneladas de hidrógeno necesitamos una cantidad de energía, y así en cadena se mencionará el flujo energético necesario por cada proceso

1. Producción Agua:

- Agua desalinizada requerida : 111.690.000 l/año *(se necesitan 9 litros por kg de hidrógeno a producir.)*
- Consumo energético : Se agregó en la electrolisis.

2. Producción Hidrógeno:

- Hidrógeno a producir : 12.410.000 kg de H₂
- Consumo energético : 713.575.000 kWh *(el total de hidrógeno por su consumo por kg 57,5 kWh/kg).*

3. Porcentaje a producir amoniaco:

- 60% venta directa de hidrógeno : 7.446.000 kg.
- 40% producción directa de NH₃ : 4.964.000 kg

4. Producción Amoniaco:

- Amoniaco a producir : 28.195.520 kg de amoniaco. *(Se produce 5,68 kg de NH₃ por cada kg de H₂)*
- Consumo energético : 253.759.680 kWh *(1kg de amoniaco por 9 kWh/kg)*

5. Consumo energético total del proceso:

- Electrolizador (incluye agua) : 713.575.000 kWh
- Síntesis de NH₃ : 253.759.680 kWh
- Total : 967.334.680 kWh = 967.3 GWh

6. Datos para estimaciones:

Hidrógeno verde:

- Valor de proyectado (precio estratégico a futuro) : 5 USD/kg
- Valor real actual a granel : 90 USD/kg

Amoniaco verde:

- Valor asumido en tesis : 2 USD/kg

7. Evaluaciones:

Escenario 5 USD/kg (precio estratégico):

VAN \$7.775.195 USD
TIR 11%

Escenario 90 USD/kg (hoy precio a granel):

VAN \$3.118.941.568 USD
TIR 184%

Ambos VAN consideran la suma del ingreso por amoniaco.

6.12.3 ESCENARIO 3 NUEVA LINEA KIMAL LO AGUIRRE

La nueva línea Kimal Lo Aguirre será la primera transmisión en corriente continua HVDC de Chile, que se conectará a la subestación Kimal en Antofagasta con Lo Aguirre en Santiago. Su recorrido será aproximadamente de 1.500 km y tendrá una capacidad de hasta 3.000 MW, equivalente al 25 % de la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional. El proyecto fue licitado por el Coordinador Eléctrico Nacional entre el 2020-2021 y conlleva una inversión cercana a los 1.500 millones de dólares. El inicio de la construcción está estimado para el 2025 al 2026 y con una posible puesta en marcha el 2029. [71] [72] [73]

Esta línea permitiría.

1. Reducir significativamente el curtailment en el norte al habilitar la transferencia de energía solar y eólica hacia el centro del país.
2. Cumplimiento del carbono neutral para el 2050, optimizando el uso de renovables y mejorando la estabilidad del sistema eléctrico.
3. 5.000 empleos nuevos durante su etapa de construcción.

6.12.3.1 ESCENARIOS Y SU INTEGRACIÓN EN LA EVALUACIÓN DE RIESGO

Antes del 2029 sin la entrada de la operación de la línea Kimal Lo Aguirre, el curtailment en el norte de Chile se mantendrá niveles altos, y esto favorece la viabilidad de tecnologías para aprovechar ese excedente de energía, como la producción de agua, hidrógeno verde, amoníaco y almacenamiento BESS.

A partir del 2029, la puesta en marcha operacional de línea de corriente continua transformará completamente el panorama, ya que esta podrá reducir drásticamente el curtailment, por tanto, los modelos económicos mencionados no son suficientes para la tesina, es esencial contemplar un escenario post 2029, donde la energía excedente disminuya o desaparezca, donde afectará directamente los ingresos y retornos de los proyectos y flujos mencionados.

Este también afectará directamente el análisis de riesgo y metodología, como la disponibilidad de energía, infraestructura de transmisión, almacenamientos con baterías, diversificación tecnológica, etc. Todas estas variables deben considerarse relevante ya que influyen en la viabilidad de los proyectos.

6.12.3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO POST-2029.

Para realizar este análisis económico, primero debemos definir los alcances del estudio. Existen muchas variables y escenarios que se podrían considerar a evaluar, por ejemplo:

1. ¿Utilizaremos electrólisis AWE o PEM?
2. ¿Incorporaremos almacenamiento con baterías BESS?
3. ¿Nos enfocaremos únicamente en producción de hidrógeno verde, o también consideraremos amoníaco?
4. ¿Qué proporción de producción tendrá cada una para mantener la rentabilidad?

Este abanico de decisiones genera muchas interpretaciones. Por eso, el enfoque práctico académico es reducir esos supuestos y seleccionar lo que refleje lo más posible la realidad, de modo que el análisis entregue resultados útiles.

Por esto mismo se realizó el análisis con producción de hidrógeno verde y amoniaco, con la tecnología AWE y Haber-bosh, considerando que el 2029 no tendremos curtailment. Podemos ir reduciendo progresivamente el curtailment del 2029 en adelante, pero no sabemos realmente como se comportará el sistema eléctrico y el mercado, por lo tanto, lo podremos directamente en cero curtailment para tener una interpretación pesimista y entender lo que sucede en el peor escenario.

6.12.3.3 EVALUACIÓN DEL COSTO ENERGÉTICO POST-CURTAILMENT

Para poder interpretar el flujo de caja ante la eventual disminución del curtailment tras la entrada en operación de la línea Kimal el 2029, se considera necesario evaluar escenarios como, donde la planta opere mediante contratos PPA o simplemente comprar energía en el mercado SPOT. Para esto, se tomaron como referencia los precios PPA observados por ACENOR, el monitoreo de Energía Estratégica y Diario Nueva Minería [74][75].

En estos se mencionan los costos de los PPA y sus posibles variaciones de acuerdo con el mercado:

1. Escenario precio bajo : 90-80 USD/MWh
2. Escenario precio medio : 107 USD/MWh
3. Escenario precio alto : 125 USD/MWh

A pesar de que un contrato PPA da una estabilidad económica de acuerdo con los años de este contrato, es necesario observar el costo en el mercado spot para entender las diferencias de precios que tienen entre ambos. Suponiendo que será en Mejillones, se retiró la información del costo marginal según los datos del coordinador del 2023 en la barra Mejillones 220V. [76]

Los precios de la barra de mejillones rondan del 2023 entre:

1. Costo marginal bajo : 0 USD/MWh
2. Costo marginal promedio : 76,7 USD/MWh
3. Costo marginal alto : 412 USD/MWh

Tabla 20 Costos marginales barra Mejillones

Días	Promedio costo marginal Dólares	Máximo costo marginal
<01-01-2023		
ene	\$95,6	\$347,6
feb	\$114,1	\$412,5
mar	\$105,7	\$302,7
abr	\$108,2	\$327,0
may	\$106,4	\$238,5
jun	\$91,6	\$266,1
jul	\$59,3	\$156,7
ago	\$53,7	\$314,9
sept	\$52,9	\$343,4
oct	\$43,8	\$259,8
nov	\$45,4	\$334,3
dic	\$47,6	\$360,8
promedio	\$76,7	\$412,5

De acuerdo con lo mencionado y considerando la necesidad de comprar energía mediante un contrato PPA, se estimaron los costos anuales asociados al suministro eléctrico bajo un análisis de sensibilidad. Para ello, se consideraron dos escenarios: uno con precio bajo y otro con precio alto, aplicados a una demanda anual de 967.300 MWh, lo cual es la energía dimensionada para el proyecto.

$$\text{Costo anual precio bajo} = 967.300 \text{ MWh} \times 80 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} = 77.384.000 \text{ USD/año}$$

$$\text{Costo anual precio alto} = 967.300 \text{ MWh} \times 125 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} = 120.912.500 \text{ USD/año}$$

6.12.4 ESCENARIO 3 HIDROGENO Y AMONIACO AWE POST KIMAL LO AGUIRRE 2029

Tabla 21 DATOS PARA EL FLUJO ECONÓMICO AWE

KIMAL+Hidrogeno AWE+amoniac				
Potencia Instalada para hidrógeno	0,00	MW		
Potencia Instalada para amoniaco	0,00	MW		
Factor de Planta	80,00%			
horas año factor 80%	7.008	horas/año		
Horas año	8.760	horas/año		
Curtaimient Anual	967.300	MW/año	967,3	GWh
Precio de venta hidrogeno 1.000kW/ 500US	\$5	US\$/Kg		
Precio de venta Amoniaco	\$2	US\$/Kg		
Hidrogeno producción total	13.251.000	Kg	13.251	tonleadas
Producción de agua pura para hidrógeno	119.259	m³		
% destinado para hidrogeno	7.950.600	60%		
% destinado para amoniaco	5.300.400	40%		
Total hidrogeno para venta	7.950.600	Kg		
Total Amoniaco para venta	30.106.272	Kg	5,68	kg NH ₃ por kg H ₂
Consumo energético AWE	52,56	kWh/kg H ₂		
Consumo energético Haber-Bosch	9,5	kWh/kg H ₂		
Potencia Instalada para Hidrógeno	99,4	MW		
Potencia Instalada para Amoniaco	40,8	MW		
CAPEX Hidrógeno (500 a 1000 USD/kW)	\$99,4	Mill. US\$	\$1.000	USD/kW
CAPEX Desalinizadora(6,20 USD/m³)	\$0,74	Mill. US\$	\$6,20	USD/m³
CAPEX Amoniaco (900 a 2.000 USD/tonelada)	\$179,00	Mill. US\$	\$1.000	USD/tonelada día
CAPEX Desalinizadora(USD 2 millones aprox para tuberías de 1,5 km)	\$2,67	Mill. US\$	\$2	Mill. US\$
Costos OPEX Anual Hidrógeno (2% a 4% del	\$3,975	Mill. US\$/Año	4%	
Costos OPEX Anual Amoniaco (2% a 4% del	\$7,160	Mill. US\$/Año	4%	
Costos OPEX Anual Desalinizar (1% a 2% de	\$0,027	Mill. US\$	2%	
PPA - Mercado spot	\$30	USD/MWh		
Distancia tuberías desde el mar	2	Km extracción - vertimiento		
Depreciación acelerada equipos	10	años		
Inversión Equipos e Instalaciones	281,8	Mill. US\$		
Inversión en terreno	1,0	Mill. US\$		
Capital de trabajo	28,2	Mill. US\$		10%
Total inversión proyecto	310,97	Mill. US\$		

1. **Variable PPA-Mercado spot:** Se agrega la variable PPA escogida en el análisis y se fija en el menor valor según lo indicado.

2. **Tecnologías empleadas:**

Electrólisis AWE: consumo de **52,56 kWh/kg H₂**.

Haber-Bosch: consumo adicional de 9,5 kWh/kg H₂ para síntesis de amoniaco.

Tabla 22 Flujo de caja post 2029

Flujo de caja puro											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Energía generada	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año
Curtailment	0	967.300	967.300	967.300	0	0	0	0	0	0	0

Flujo de Caja del Proyecto Puro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Ingresos											
Ingresos venta por hidrogeno		39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000	39.753.000
Ingresos venta por amoniaco		60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544	60.212.544
Total Ingresos	0	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544	99.965.544
Egresos											
Costos energia 967.300MW/Anual		\$29.019.000	\$29.019.000	\$29.019.000	\$77.384.000	\$77.384.000	\$77.384.000	\$77.384.000	\$77.384.000	\$77.384.000	\$77.384.000
Costos Fijos Planta Hidrogeno		3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300	3.975.300
Costos Fijos Planta Amoniaco		7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977	7.159.977
Costos Fijo Planta Desalinizar		26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667
Depreciación equipos		28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800
Intereses											
Total Egresos	0	68.359.744	68.359.744	68.359.744	116.724.744	116.724.744	116.724.744	116.724.744	116.724.744	116.724.744	116.724.744
Utilidad Bruta		31.605.800,00	31.605.800,00	31.605.800,00	-16.759.200,00	-16.759.200,00	-16.759.200,00	-16.759.200,00	-16.759.200,00	-16.759.200,00	-16.759.200,00
Impuestos @ 20%		6.321.160,00	6.321.160,00	6.321.160,00	-3.351.840,00	-3.351.840,00	-3.351.840,00	-3.351.840,00	-3.351.840,00	-3.351.840,00	-3.351.840,00
Utilidad Neta	0	25.284.640,00	25.284.640,00	25.284.640,00	-13.407.360,00	-13.407.360,00	-13.407.360,00	-13.407.360,00	-13.407.360,00	-13.407.360,00	-13.407.360,00
Depreciación equipos	0	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800	28.178.800
Capital de trabajo	28.178.800										-28.178.800
Terreno	1.000.000										-1.000.000
Equipos central de generación	281.788.002										
Valor residual terreno y equipos											
Préstamo	0										
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-310.966.802	53.463.440	53.463.440	53.463.440	14.771.440	14.771.440	14.771.440	14.771.440	14.771.440	14.771.440	43.950.240

VAN	-112.731.729
TIR	-1%

No se realizó el escenario con un precio PPA de 125 USD/MWh porque, incluso considerando un precio más bajo y optimista de 80 USD/MWh, el proyecto ya presenta resultados negativos, tanto en el VAN como en la TIR. Por lo mismo, usar un valor más alto solo haría que los resultados fueran aún peores, por lo que no tiene sentido incorporarlo en el análisis.

A partir del 2030 ya no se dispone de energía excedente curtailment y se debe recurrir a la compra de energía a través de un contrato PPA, incluso con un precio bajo, el proyecto deja de ser económicamente viable. Esto se refleja en los flujos de caja negativos y en indicadores como el VAN de -112,7 Millones USD y la TIR de -1%. Por tanto, la energía comprada para producir hidrógeno y amoniaco no alcanza a cubrir los costos totales del negocio, haciendo inviable su operación y continuidad.

6.12.5 EXPLICACIÓN FLUJO ESCENARIO 3

En este se utilizarán los mismos datos del escenario 1 pero cambiará su PPA en el año 30 a 80 USD/MWh por entrada de Kimal lo Aguirre para producir las 13.251 toneladas de hidrógeno que incluye la producción de agua y además la producción de amoníaco.

1. Producción Agua:

- Agua desalinizada requerida : 119.259.000 l/año (se necesitan 9 litros por kg de hidrógeno a producir.)
- Consumo energético : Se agregó en la electrólisis.

2. Producción Hidrógeno:

- Hidrógeno a producir : 13.251.000 kg de H₂
- Consumo energético : 696.472.560 kWh (el total de hidrógeno por su consumo por kg, 52,56 kWh/kg).

3. Porcentaje a producir amoníaco:

- 60% venta directa de hidrógeno : 7.950.600 kg
- 40% producción directa de NH₃ : 5.300.400 kg

4. Producción Amoníaco:

- Amoníaco a producir : 30.106.272 kg de amoníaco (Se produce 5,68 kg de NH₃ por cada kg de H₂)
- Consumo energético : 270.956.448 kWh (1 kg de amoníaco por 9 kWh/kg)

5. Consumo energético total del proceso:

- Electrolizador (incluye agua) : 696.472.560 kWh
- Síntesis de NH₃ : 270.956.448 kWh
- Total : 967.429.008 kWh = **967,3 GWh**

6. Datos para estimaciones:

Hidrógeno verde:

- Valor proyectado (precio estratégico a futuro) : 5 USD/kg
- Valor real actual a granel : 90 USD/kg

Amoníaco verde:

- Valor asumido en tesis : 2 USD/kg

7. Evaluaciones:

Escenario 5 USD/kg (precio estratégico):

VAN \$-112.731.729 USD

TIR -1%

Escenario 90 USD/kg (hoy precio a granel):

VAN \$ 3.209.271.947 USD

TIR 191%

6.12.6 ESCENARIO 4 PRODUCCIÓN SOLO DE AMONIACO ¿ES VIABLE?

Como se ha demostrado en el análisis económico, vender hidrógeno verde es viable si existe un mercado que lo demande activamente, pero si no hay un mercado disponible y vigente, son solo supuestos. Además, el modelo se vuelve aún más inviable si el curtailment desaparece, algo que es altamente probable con la entrada en operación de la nueva línea de corriente continua Kimal Lo Aguirre.

Sin embargo, hay una alternativa que podría hacer viable este proyecto, que sería la producción y venta amoniaco verde. Para esto, debemos utilizar la totalidad del hidrógeno verde producido para sintetizar amoniaco, el cual sí tiene un mercado vigente. En primer lugar, como se mencionó anteriormente en la tesis, Chile importa alrededor de 350.000 toneladas de amoniaco al año, por lo que existe una demanda interna clara que podríamos aprovechar. En segundo lugar, también hay mercado externo vigente y en crecimiento, y podemos verlo con las plantas de amoniaco en presentadas al SEA.

Internacionalmente el amoniaco verde está tomando fuerza nivel mundial, ya que puede reemplazar al amoniaco tradicional producido a partir de gas natural, ya que genera altas emisiones. Países como Estados Unidos, Japón y los miembros de la Unión Europea están buscando opciones más limpias para sectores como la agricultura, el transporte marítimo y la generación de energía.[82]

Según IMARC Group, estima que el mercado mundial del amoniaco verde crecerá a \$445 millones de dólares el 2024, y en \$34.000 millones de dólares al 2033, lo que confirma que la demanda global será alta y estable. En ese contexto, Chile tiene una oportunidad estratégica, no solo por su potencial renovable y los proyectos ya avanzados en regiones como Magallanes y el norte del país, sino también por su ubicación geográfica que le permite exportar a Asia, Europa y América del Norte. [80][81]

Entonces enfocar el proyecto en la producción y venta de amoniaco verde, en lugar de hidrógeno directamente, se presenta como una alternativa económicamente viable y con proyección internacional real.

6.12.6.1 DATOS PARA FLUJO DE CAJA SOLO AMONIACO CON HIDRÓGENO.

Tabla 23 Análisis de sensibilidad respecto energía vs producción vs %.

% de hidrógeno	% de amoniaco	Metros cubicos (m ³) de agua ya desalinizada y pura	agua ya desalinizada y pura (l)	Total Toneladas de hidrógeno	Total Producción hidrógeno (kg)	Toneladas de hidrógeno (kg)	Hidrógeno (kg) con su %	Toneladas de amoniaco con su %	amoniaco (kg) con su %	Ingreso por H ₂ 5 USD/kg	Ingreso por NH ₃ 1 USD/kg	Consumo Energía Hidrógeno 5,2,56 kWh/kg	Consumo Energía amoniaco 9kWh/kg NH ₃
60%	40%	119.259	119.259.000	13.251	13.251.000	7.951	7.950.600	30.106	30.106.272	39.753.000	30.106.272	696.472.560	270.956.448
50%	50%	111.411	111.411.000	12.379	12.379.000	6.190	6.189.500	35.156	35.156.360	30.947.500	35.156.360	650.640.240	316.407.240
30%	70%	98.514	98.514.000	10.946	10.946.000	3.284	3.283.800	43.521	43.521.296	16.419.000	43.521.296	575.321.760	391.691.664
0%	100%	83.943	83.943.000	9.327	9.327.000	0	0	52.977	52.977.360	0	52.977.360	490.227.120	476.796.240

Dado que vender hidrógeno directamente resultaba inviable por la falta de mercado y el alto costo operativo post curtailment, se evaluó un nuevo escenario donde la totalidad del hidrógeno producido se destina a la síntesis de amoníaco verde, producto con mayor proyección de demanda tanto a nivel nacional como internacional.

En este nuevo modelo se aplicaron dos cambios clave:

1. Aumento del precio de venta del amoníaco:

Se asumió un precio de 2 USD/kg de Amoníaco cuando anteriormente estaba en 1 USD/kg, lo que representa un posible valor para exportación según reportes de mercado global IMARC Group e IRENA.

2. Reducción del OPEX anual de la planta de hidrógeno:

Se ajustó el costo operativo de la planta de hidrógeno desde un 4% a un 2% del CAPEX, asumiendo que la instalación utiliza tecnología madura, automatización y una operación eficiente que permite reducir costos fijos de operación y mantenimiento.

Si bien los ajustes mejoran significativamente el flujo de caja y la rentabilidad respecto al escenario base de venta de hidrógeno con precio bajo del amoníaco, el proyecto sigue arrojando un VAN negativo de -173 Millones USD y una TIR de -2%, lo que lo mantiene como financieramente inviable bajo condiciones actuales de mercado y estructura de costos.

Comparando ambos escenarios, se observa que, aunque el ajuste del precio del amoníaco y la reducción del OPEX mejoran ligeramente los indicadores económicos, el proyecto sigue siendo financieramente inviable para hidrógeno. En cambio, la producción de agua ultrapura presenta un VAN significativamente superior USD 66,7 millones y mayor estabilidad ante variaciones de precios. Asimismo, el amoníaco, si bien no alcanza aún VAN positivo, muestra un comportamiento más robusto en términos de proyección de demanda y posibilidades de subsidios. Por lo tanto, desde el punto de vista económico, el agua tratada resulta actualmente la opción más atractiva, seguida del amoníaco bajo condiciones futuras de mercado favorables.

6.12.6.2 EXPLICACIÓN FLUJO ESCENARIO 4

En este se producirán 9.327 toneladas de hidrógeno para que la energía sobrante sea utilizada en la producción de amoníaco.

1. Producción de Agua:

- Agua desalinizada requerida : 83.943 m³/año
(se requieren 9 litros por cada kg de hidrógeno a producir)
- Consumo energético : Se incluye en la electrólisis.

2. Producción de Hidrógeno:

- Hidrógeno a producir : 9.327.000 kg de H₂
- Consumo energético : 489.994.320 kWh
(calculado a partir de 52,56 kWh por kg de H₂ producido).

3. Porcentaje a producir amoníaco:

- 0% venta directa de hidrógeno : 0 kg
- 100% producción de NH₃ : 9.327.000 kg

4. Producción de Amoníaco:

- Amoníaco a producir : 52.977.360 kg de NH₃
(se obtienen 5,68 kg de NH₃ por cada kg de H₂)
- Consumo energético : 476.796.240 kWh
(calculado como 9 kWh por kg de amoníaco).

5. Consumo energético total del proceso:

- Electrolizador (incluye agua) : 489.994.320 kWh
- Síntesis de NH₃ : 476.796.240 kWh
- **Total** : 966.790.560 kWh ≈ **967,3 GWh**

6. Datos para estimaciones económicas:

- **Hidrógeno verde**
No aplica venta directa en este escenario.
- **Amoníaco verde:**
Valor de venta asumido en tesis : **2 USD/kg**

7. Evaluaciones económico-financieras del escenario:

Precio PPA considerado: 30 USD/MWh (spot) + 80 USD/MWh (post año 2029)

VAN: -173.074.487 USD

TIR: -2%

El flujo de caja muestra que a pesar de la alta inversión inicial CAPEX de 1.049 millones USD, el proyecto es rentable gracias a ingresos constantes por la venta de agua y un costo de energía bajo por usar curtailment. El OPEX de 224 millones USD al año y ventas por 322 millones, se obtiene un VAN positivo de 66,7 millones y una TIR del 11%, lo que demuestra que es una alternativa económicamente viable y estable.

Si bien la cantidad de agua que se produciría en este modelo es muy alta, más de 160 millones de m³ al año, hay casos en el mundo donde esto ya se ha hecho. Por ejemplo, en Arabia Saudita y otros países, existen plantas desaladoras de gran escala que operan continuamente para abastecer ciudades completas y procesos industriales. Esto demuestra que, aunque el volumen parezca excesivo para Chile, la tecnología y experiencia ya existen, y si se enfoca bien la demanda como en minería, agricultura o incluso exportación, puede ser una alternativa totalmente viable.

6.12.7.1 EXPLICACIÓN FLUJO ESCENARIO 5

En este escenario, toda la energía vertida se utiliza exclusivamente para la producción de agua ultrapura, sin considerar la generación de hidrógeno ni amoníaco. El enfoque es aprovechar los vertimientos para desarrollar una planta desalinizadora de gran escala que genere ingresos mediante la venta de agua tratada.

1. Producción de Agua:

- Agua ultrapura a producir : 161.216.667 m³/año
(se producen 1.000 litros de agua cada 6 kWh de energía)
- Consumo energético : 967.300.000 kWh
(calculado como 6 kWh por cada 1.000 litros, equivalentes a 967,3 GWh para el total anual).

2. Producción de Hidrógeno:

- No aplica en este escenario.
Toda el agua producida es para venta directa.

3. Porcentaje a producir amoníaco:

- 0% venta directa de hidrógeno : 0 kg
- 0% producción directa de NH₃ : 0 kg

4. Producción de Amoníaco:

- No aplica en este escenario.

5. Consumo energético total del proceso:

- Planta desalinizadora (agua ultrapura) : 967.300.000 kWh
- Total : 967.300.000 kWh = 967,3 GWh

6. Datos para estimaciones económicas:

- Precio de venta del agua ultrapura : 2 USD/m³
- Ingreso anual proyectado por ventas : 322.433.333 USD

7. Evaluaciones económico-financieras del escenario:

Precio PPA considerado: 30 USD/MWh (spot)

VAN: 66.725.547 USD

TIR: 11%

**Precio PPA considerado: 30 USD/MWh (spot) + 80 USD/MWh (post año 2029)
10 años**

VAN: -74.798.766 USD

TIR: 8%

**Precio PPA considerado: 30 USD/MWh (spot) + 80 USD/MWh (post año 2029)
12 años**

VAN: 35.078.811 USD

TIR: 11%

6.12.8 ESCENARIO 6 PRODUCCIÓN DE AGUA, HIDRÓGENO Y AMONIACO.

En este escenario, la energía vertida se utilizó para producir simultáneamente agua ultrapura, hidrógeno verde mediante electrólisis tipo AWE, y amoníaco verde vía proceso Haber-Bosch. Una parte del agua se destina a la venta, mientras que el resto se emplea en la producción de hidrógeno, del cual un porcentaje es transformado en amoníaco. Este enfoque busca maximizar el valor de los vertimientos mediante una combinación de usos complementarios.

Tabla 28 Datos para flujo de caja producción de agua, hidrógeno y amoníaco.

KIMAL+agua+Hidrogeno AWE+amoníaco		
Potencia Instalada para hidrógeno	0,00	MW
Potencia Instalada para amoníaco	0,00	MW
Factor de Planta	80,00%	
horas año factor 80%	7.008	horas/año
Horas año	8.760	horas/año
Curtaíment Anual	967.300	MW/año
Precio de venta hidrogeno 1.000kW/ 500USD	\$5	US\$/Kg
Precio venta de agua	\$2	US\$/m ³
Precio de venta Amoniaco	\$2	US\$/Kg
Total producción agua	238.300.000	litros
Hidrogeno producción total	13.238.889	Kg
50% del agua para Producción de hidrógeno	119.150	m ³
50% del agua para Producción de agua para vent	119.150	m ³
% destinado para hidrogeno	7.943.333	60%
% destinado para amoníaco	5.295.556	40%
Total hidrogeno para venta	7.943.333	Kg
Total Amoniaco para venta	30.078.756	Kg
Consumo energético AWE	52,56	kWh/kg H ₂
Consumo energético Haber-Bosch	9,5	kWh/kg H ₂
Potencia Instalada para Hidrógeno	99,3	MW
Potencia Instalada para Amoniaco	40,8	MW
CAPEX Hidrógeno (500 a 1000 USD/kW)	\$99,3	Miil. US\$
CAPEX Desalinizadora(6,20 USD/m ³)	\$1,48	Miil. US\$
CAPEX Amoniaco (900 a 2.000 USD/tonelada día)	\$178,84	Miil. US\$
CAPEX Desalinizadora(USD 2 millones aprox para tuberías de 1,5 km)	\$2,67	Miil. US\$
Costos OPEX Anual Hidrógeno (2% a 4% del CAPEX)	\$3,972	Miil. US\$/Año
Costos OPEX Anual Amoniaco (2% a 4% del CAPEX)	\$7,153	Miil. US\$/Año
Costos Opex tuberías(1% a 2% del CAPEX)	\$0,027	Miil. US\$/Año
Costos OPEX Anual Desalinizar	\$140.597	Miil. US\$/Año
PPA - Mercado spot	\$30	USD/MWh
Distancia tuberías desde el mar	2	extracción - vertimiento
Depreciación acelerada equipos	10	años
Inversión Equipos e Instalaciones	282,3	Miil. US\$
Inversión en terreno	1,0	Miil. US\$
Capital de trabajo	28,2	Miil. US\$
Total inversión proyecto	311,50	Miil. US\$

Tabla 29 Flujo de caja producción de agua, hidrógeno y amoníaco.

Flujo de caja puro											
Energía generada	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año
Curtailment	0	967.300	967.300	967.300	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja del Proyecto Puro											
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Ingresos											
Ingresos por venta de agua		238.300	238.300	238.300	238.300	238.300	238.300	238.300	238.300	238.300	238.300
Ingresos venta por hidrogeno		39.716.667	39.716.667	39.716.667	39.716.667	39.716.667	39.716.667	39.716.667	39.716.667	39.716.667	39.716.667
Ingresos venta por amoniaco		60.157.511	60.157.511	60.157.511	60.157.511	60.157.511	60.157.511	60.157.511	60.157.511	60.157.511	60.157.511
Total Ingresos	0	100.112.478	100.112.478	100.112.478	100.112.478	100.112.478	100.112.478	100.112.478	100.112.478	100.112.478	100.112.478
Egresos											
Costos energia 967.300Mw/Anual		29.019.000	29.019.000	29.019.000	77.384.000	77.384.000	77.384.000	77.384.000	77.384.000	77.384.000	77.384.000
Costos Fijos Planta Hidrogeno		3.971.667	3.971.667	3.971.667	3.971.667	3.971.667	3.971.667	3.971.667	3.971.667	3.971.667	3.971.667
Costos Fijos Planta Amoniaco		7.153.433	7.153.433	7.153.433	7.153.433	7.153.433	7.153.433	7.153.433	7.153.433	7.153.433	7.153.433
Costos Opex tuberías		26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667	26.667
Costos Fijo Planta Desalinizar		140.597	140.597	140.597	140.597	140.597	140.597	140.597	140.597	140.597	140.597
Depreciación equipos		28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162
Intereses											
Total Egresos	0	68.538.526	68.538.526	68.538.526	116.903.526	116.903.526	116.903.526	116.903.526	116.903.526	116.903.526	116.903.526
Utilidad Bruta		31.573.952,21	31.573.952,21	31.573.952,21	-16.791.047,79	-16.791.047,79	-16.791.047,79	-16.791.047,79	-16.791.047,79	-16.791.047,79	-16.791.047,79
Impuestos @ 20%		6.314.790,44	6.314.790,44	6.314.790,44	-3.358.209,56	-3.358.209,56	-3.358.209,56	-3.358.209,56	-3.358.209,56	-3.358.209,56	-3.358.209,56
Utilidad Neta	0	25.259.161,77	25.259.161,77	25.259.161,77	-13.432.838,23	-13.432.838,23	-13.432.838,23	-13.432.838,23	-13.432.838,23	-13.432.838,23	-13.432.838,23
Depreciación equipos	0	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162	28.227.162
Capital de trabajo	28.227.162										
Terreno	1.000.000										
Equipos central de generación	282.271.621										
Valor residual terreno y equipos											
Préstamo	0										
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-311.498.783	53.486.324	53.486.324	53.486.324	14.794.324	14.794.324	14.794.324	14.794.324	14.794.324	14.794.324	44.021.486
VAN	-113.104.454										
TIR	-1%										

6.12.8.1 EXPLICACIÓN FLUJO ESCENARIO 6

- Producción Agua:**
 - Agua desalinizada total : 238.300 m³/año (equivalente a 238.300.000 litros)
 - Agua para venta directa : 119.150 m³ (50%)
 - Agua para electrólisis : 119.150 m³ (50%)
aproximadamente 9 litros por kg de H₂
- Producción Hidrógeno:**
 - Hidrógeno a producir : 13.238.889 kg de H₂
 - Consumo energético : 695.836.000 kWh (52,56 kWh/kg de H₂)
- Porcentaje a producir amoníaco del total 13.238.889 kg:**
 - 60% venta directa de hidrógeno : 7.943.333 kg
 - 40% destinado a producción de amoníaco : 5.295.556 kg
- Producción Amoniaco:**
 - Amoniaco a producir : 30.078.756 kg (5,68 kg NH₃ por cada kg de H₂)
 - Consumo energético : 270.708.804 kWh (9 kWh por kg de H₂)
- Consumo energético total del proceso:**
 - Electrolizador (incluye agua) : 695.836.000 kWh
 - Síntesis de NH₃ : 270.708.804 kWh
 - Total** : 966.544.804 kWh = 966,5 GWh

6. **Datos para estimaciones:**

Hidrógeno verde:

- Valor proyectado (precio estratégico a futuro) : 5 USD/kg
- Valor real actual a granel : 90 USD/kg

Amoniaco verde:

- Valor asumido en tesis : 2 USD/kg

Agua ultrapura:

- Valor de venta asumido : 2 USD/m³

7. **Evaluaciones:**

Escenario 5USD/kg (precio estratégico):

- **VAN** -113.104.454 USD
- **TIR** -1%

Escenario quiebre 8 USD/kg (precio quiebre):

- **VAN** 4.035.573 USD
- **TIR** 10%

Escenario 90 USD/kg (hidrógeno hoy precio a granel):

- **VAN** 3.205.862.986 USD
- **TIR** 190%

6.12.9 RESULTADOS CONSOLIDADOS DE ESCENARIOS.

Tabla 30 Resultado Escenarios.

Escenario	Hidrógeno-Amoniaco AWE PPA bajo	Hidrógeno-Amoniaco PEM PPA bajo	Kimal Hidrógeno-Amoniaco AWE PPA Alto-Bajo	Kimal Producción solo Amoniaco PPA Alto	Producción solo agua ultrapura PPA Alto 12 años	Producción agua+hidrógeno+amoniac H2: \$8USD/MWh
Inversión Total (Mill. USD)	310,97	301,1	310,97	427,93	1.049,52	311,40
VAN (Mill. USD)	28,79	7,76	-112,73	-173,07	35,08	4,04
TIR (%)	12%	11%	-1%	-2%	11%	10%

7. UBICACIÓN EN LA COSTA DE CHILE

Como bien sabemos, la ubicación la planta es crítica para minimizar costos y maximizar recursos económicos, por esto mismo el lugar a escoger para el emplazamiento es fundamental para el desarrollo del proyecto.

Los puntos para considerar incluyen:

1. Acceso al mar (toma de agua y descarga de salmuera).
2. Disponibilidad de terreno.
3. Proximidad a la red eléctrica en los puntos de mayor curtailment.
4. Infraestructura portuaria (para exportar hidrógeno y derivados, o para recibir insumos).
5. Condiciones ambientales (un lugar costero estratégico, lejos de áreas ecológicas sensibles y con bajo riesgo de catástrofes).

En el estudio del arte mencionamos que, en el norte de Chile, la mayor parte de los proyectos se concentran en la región de Antofagasta y norte de la región de Atacama, donde existe una zona industrial y minero.

Un posible lugar para destacar podría ser la Bahía de Mejillones. Esta cuenta con un puerto de aguas profundas y varios terminales especializados donde se manejan químicos, amoniaco, graneles minerales, etc. Este lugar además de tener terrenos industriales disponibles está conectada al Sistema Eléctrico Nacional con importantes subestaciones cercanas como Crucero 220 kV y Laberinto 220 kV. Junto con esto la industria portuaria de la zona destaca y confirma que Mejillones es el mejor lugar dado las características naturales de la bahía y la infraestructura portuaria y conexiones al sistema eléctrico nacional. En el 2022 en Reporte Sostenible resaltaron que mejillones atraía la industria del hidrógeno verde a través de sus puertos.

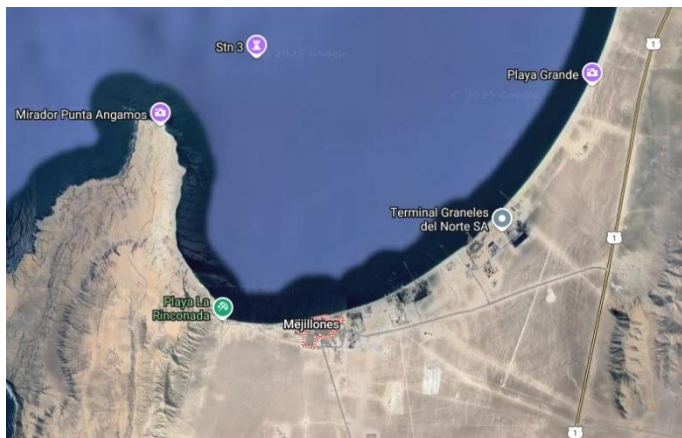


Ilustración 19 Bahía Mejillones

La Bahía de Mejillones al ser bahía reparada, es decir, protegida naturalmente por su forma geográfica, ofrece un mar tranquilo para tomas y descargas, y al estar presente estas industrias reduce el problema con los permisos ambientales. Asimismo, Mejillones está cerca de grandes posibles potenciales de consumo de hidrógeno verde, ya que las plantas de producción de nitrato de amonio de Enaex podrían usar hidrógeno o también la utilización de amoniaco que actualmente lo importan.

Otra posible ubicación es Tocopilla también de la región de Antofagasta. En este lugar la empresa Engie utiliza una antigua central de termoeléctrica Central Tamaya reconvirtiéndola en un complejo de energía renovable. Actualmente, en ese lugar operan la planta solar Tamaya junto con un sistema de almacenamiento de energía BESS Tamaya. De hecho, Engie y Enaex eligieron Tocopilla, 24 km al sur de la ciudad para su proyecto piloto HyEx, con un electrolizador de 26 MW que abastecerá con hidrógeno verde la planta Prillex de Enaex en Mejillones con producción de amoníaco para explosivos. Este proyecto obtuvo aprobación ambiental en 2022, confirmando la viabilidad de la zona.

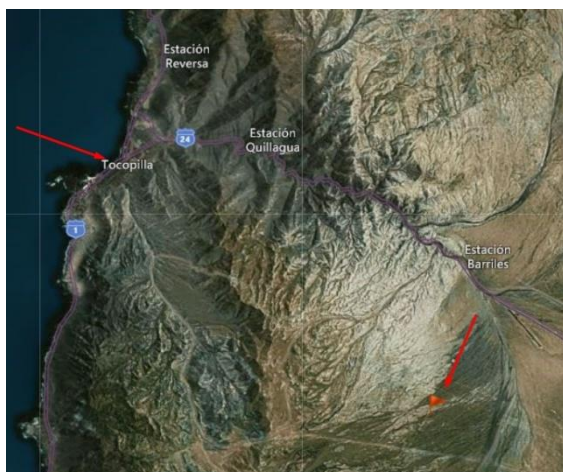


Ilustración 21 HyEx Producción de hidrógeno y amoníaco.

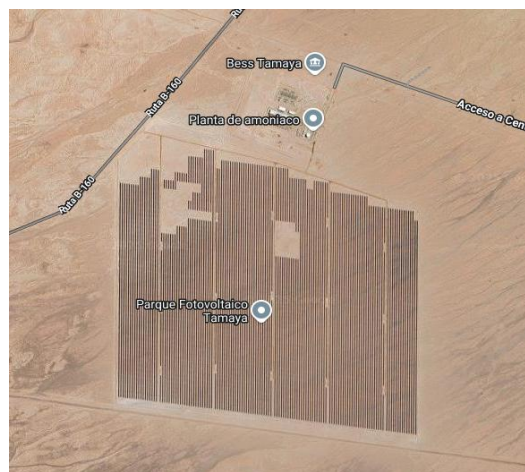


Ilustración 20 Central Tamaya.

Tocopilla tiene también un puerto más pequeño que el de Mejillones, pero se encuentra más cerca de los excedentes de energía solar del norte de Chile.

Si consideramos ambos casos, la Bahía de Mejillones sobresale por su infraestructura portuaria y su desarrollo industrial. Varios proyectos de hidrógeno verde están pensando hacerse ahí, de hecho, el 2023 se firmó un acuerdo entre Chile y Países Bajos para impulsar un corredor de hidrógeno verde desde Mejillones hacia Europa, donde se fomenta colaboraciones, acelerar el desarrollo y contribuir a la descarbonización como podemos ver en Reporte sostenible y Portal portuario.

El Puerto de Rotterdam de Países Bajos confirma la importancia estratégica de Mejillones para exportar hidrógeno y amoníaco. Además, Mejillones ya tiene terminales de amoníaco donde es importado y estos mismos ya podrían convertirse en puntos de exportación de amoníaco verde chileno.

En términos ambientales, todo sitio costero chileno requerirá estudios de impacto por la toma de agua de mar y la descarga de salmuera, donde deben diseñarse formas para minimizar efectos en la biodiversidad marina. En estos podemos encontrar difusores para diluir la salmuera.

Mejillones y Tocopilla son zonas industrializadas con varias desaladoras en operación o proyectos para la minería, por lo que la regulación ambiental y experiencia en mitigaciones ya existe. Ambos sitios tienen clima desértico costero, con prácticamente cero precipitaciones, lo que minimiza riesgos de inundación. El principal riesgo natural es sísmico; no obstante, la ingeniería chilena diseña tanques, plantas y puertos con altos estándares antisísmicos, como se ha hecho en refinerías, petroquímicas y desaladoras a lo largo del país.

8. COMPARATIVO DE COMPETENCIA HIDRÓGENO VS ALMACENAMIENTO BESS

De acuerdo con lo mencionado en toda la tesina, se busca una forma de mitigar el curtailment, y este es el proceso de transformación energética que ha tenido Chile en sus últimos años, es decir, busca soluciones para integrar eficientemente las energías renovables y reducir el curtailment. El hidrógeno verde y los sistemas de almacenamiento BESS se observan como tecnologías que podrían funcionar.

Este análisis de competencia aclarará sus diferencias básicas respecto a costos, aplicaciones, madurez, etc. [77][78]

Tabla 31 Tabla de competencia.

Criterio	Hidrógeno Verde	BESS (Battery Energy Storage Systems)
Estado de Desarrollo	<ol style="list-style-type: none"> 1. Está en fases iniciales. 2. Proyectos piloto como Haru Oni han producido cantidades limitadas. 3. La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde establece la meta de 5 GW de capacidad de electrólisis construida al 2025. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tecnología más consolidada. 2. Chile ya cuenta con 954 MW
Aplicaciones Principales	<ol style="list-style-type: none"> 1. Producción de combustibles sintéticos. 2. Almacenamiento de energía a largo plazo. 3. Uso en transporte pesado e industria. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gestión del curtailment. 2. Arbitraje de energía. 3. Estabilización de la red eléctrica. 4. Almacenamiento de energía a corto y mediano plazo.
Costos y Viabilidad	<ol style="list-style-type: none"> 1. Altos costos de producción. 2. Viabilidad económica depende de subsidios. 3. Incentivos y avances tecnológicos. 4. Se estima que el costo nivelado de producción de hidrógeno verde en Chile se ubique en un rango entre 0,8 – 1,1 USD/kg al año 2050. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inversión inicial significativa, pero con costos operativos bajos. 2. Reducción en precios de baterías mejora su viabilidad económica. 3. Se estima que el costo nivelado de almacenamiento para sistemas BESS de 4 horas oscila entre 124 y 296 USD/MWh.
Impacto Ambiental	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajo impacto si se produce con fuentes renovables. 2. Requiere cantidades significativas de agua y energía. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Desafíos ambientales relacionados con la extracción de baterías. 2. Contribuye a la reducción de emisiones al facilitar energías renovables.
Perspectivas Futuras	<ol style="list-style-type: none"> 1. Potencial para convertirse en una fuente de energía limpia y exportable. 2. Depende del desarrollo de políticas públicas e inversión en infraestructura. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se espera que la capacidad instalada continúe creciendo, con metas de alcanzar 2.000 MW para 2030 y 6.000 MW para 2050.

Hidrógeno Verde : Su desarrollo en Chile está en etapas iniciales. Proyectos como Haru Oni han demostrado la viabilidad técnica, pero la producción aún es limitada como se evidenció en capítulos anteriores de la tesina. Además, su implementación a gran escala enfrenta desafíos técnicos, económicos y de infraestructura.

Baterías BESS : Los sistemas de almacenamiento mediante baterías han avanzado significativamente en Chile. Con una capacidad instalada creciente y muchos proyectos en construcción y evaluación ambiental, el almacenamiento BESS ofrece una solución efectiva para la gestión del curtailment y la integración de energías renovables.

Los sistemas de almacenamiento BESS hoy en día ya desempeñan un papel importante en la gestión de la energía con la integración de fuentes renovables en Chile, mientras que el hidrógeno verde representa una oportunidad a largo plazo para diversificar la matriz energética y con posibles nuevos negocios de exportación. La elección entre ambas tecnologías dependerá de factores como el horizonte de los proyectos y la estrategia de esta misma. Para esto es necesario cubrir necesidades específicas del sistema eléctrico y las políticas públicas que se implementen para fomentar su desarrollo.

Tabla 32 Análisis de Porter Hidrógeno vs Almacenamiento BESS

	Hidrógeno Verde	Almacenamiento BESS
Barreras de entrada	Alto: requiere gran inversión inicial, tecnología incipiente, marco regulatorio en desarrollo.	Media: tecnología madura, pero aún se requiere inversión inicial y regulación específica.
Poder de negociación clientes	Bajo: sin mercado interno maduro. Futura demanda internacional puede aumentar su valor estratégico.	Medio: clientes como generadoras y distribuidoras tienen múltiples alternativas de tecnologías.
Amenaza de sustitutos	Alto: puede ser reemplazado por BESS en muchos casos de almacenamiento de corto/medio plazo.	Media: menos útil en almacenamiento de largo plazo y el Hidrogeno podría ser más competitivo.
Rivalidad competitiva	Baja: Chile hoy hay pocos productores, pero en aumento.	Alta: múltiples empresas ya operan y compiten en proyectos BESS en evaluación y operación.
Poder de proveedores	Alto: escasa fabricación local de electrolizadores y componentes. Dependencia tecnológica internacional.	Medio: Chile ya importa baterías, pero con oferta más establecida y precios bajando a nivel global.

9. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en esta tesina permiten afirmar que es técnica y económicamente viable transformar parte del curtailment energético en Chile en vectores energéticos como hidrógeno, amoníaco y agua, siempre que se disponga de energía a costo cero o muy bajo, es decir, un PPA cercano a 30 USD/MWh. En estas condiciones, se comprobó que la electrólisis alcalina AWE es la tecnología más adecuada, por su menor consumo energético de 52,56 kWh/kg H₂, menor inversión inicial en CAPEX y una mejor rentabilidad, alcanzando un VAN de 28,7 millones de USD y una TIR de 12 %.

En cuanto al recurso hídrico, el uso de agua de mar tratada mediante ósmosis inversa se proyecta como la opción más viable, por su abundancia en zonas con mayor curtailment y su escalabilidad, presentando menores impactos ambientales que las fuentes de agua dulce. Además, se comprobó que el modelo de producción exclusiva de agua ultrapura, si bien requiere una alta inversión inicial, se vuelve rentable con un horizonte de 12 años, alcanzando un VAN de 35 millones de USD. También se identificó que la Bahía de Mejillones representa la mejor localización para este tipo de proyectos, debido a su infraestructura portuaria, cercanía al sistema eléctrico nacional y a industrias con potencial demanda, lo cual permite optimizar costos y facilitar la implementación.

Desde el punto de vista del mercado, el hidrógeno verde aún no cuenta con un mercado interno consolidado, limitándose a pilotos y pruebas. En contraste, el amoníaco verde presenta una mejor proyección, tanto por la demanda local de 350.000 toneladas anuales aproximadamente como por su potencial exportador. Sin embargo, la producción exclusiva de amoníaco no resultó rentable a precios actuales 1 USD/kg, presentando siempre un VAN negativo. No obstante, el escenario combinado que considera la producción conjunta de agua ultrapura, hidrógeno y amoníaco, se vuelve viable si el hidrógeno logra alcanzar un precio de venta de 8 USD/kg, obteniendo un VAN de 4 millones de USD y una TIR del 10 %, lo cual demuestra el potencial del modelo integral ante condiciones de mercado más favorables.

Se comprobó además la alta sensibilidad de los proyectos al precio de la energía. Ante un escenario sin curtailment y con un PPA de 80 USD/MWh, la producción de hidrógeno deja de ser rentable, lo que refuerza la necesidad de aprovechar estos excedentes mientras estén disponibles.

10. ANEXOS

Actividades	Fechas	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6	Semana 7	Semana 8	Semana 9	Semana 10	Semana 11	Semana 12	Semana 13	Semana 14	Semana 15	Semana 16	Semana 17	Semana 18	Semana 19	Semana 20
		Introducción y Planificación	mar-25	█	█																
Estado del arte	mar-25			█																	
Casos de éxitos y fracaso	mar-25				█																
Análisis de vertimientos	abr-25					█	█														
Investigación tecnológica	abr-25							█	█												
Levantamiento tecnológico	abr-25								█	█											
Análisis Económico	abr-25									█	█										
Análisis Ambiental	may-25											█	█								
Modelado de Escenarios	may-25												█	█							
Calculo de costos y beneficios de proyecto	may-25													█	█	█	█				
Conclusiones y recomendaciones.	may-25																			█	
Análisis resultados finales.	jun-25																				█
Conclusión	jul-25																				█
Elaboración Tesina.	jul-25																				█

11. REFERENCIAS

- [1] Gobierno de Chile "Chile's Green Hydrogen Strategy and investment opportunities", MINISTRIES OF ENERGY AND MINING, Chile, 2021.
- [2] Generadoras de Chile "Generadoras: Vertimiento de energías renovables alcanza 967,3 GWh durante 2023", Chile, 2023.
- [3] Pv Magazine, "Chile posts record levels of solar curtailment", Pilar Sánchez Molina, Berlín, Alemania, 2023.
- [4] Energy Transition "Challenges to Chile becoming a green hydrogen superpower", Rebecca Bertram, Alemania, 2024.
- [5] Acera "Los vertimientos de energía renovable han aumentado en un 225% desde 2021", El mercurio, Chile, 2023.
- [6] Enaex "Enaex ingresa proyecto de construcción de planta de elaboración de amoníaco verde a evaluación ambiental", Chile, 2023.
- [7] H2news "HIF Global ingresó a evaluación ambiental el proyecto eólico Faro del Sur", Chile, 2023.
- [8] Hydrogen is ideal "Mass-scale green hydrogen hubs", España, Francia y Alemania, 2020.
- [9] Neom Green Hydrogen "What is neom", Arabia Saudita, 2020.
- [10] Gov.au "Asian Renewable Energy Hub", Australia, 2023.
- [11] SEA "Proyectos para la generación de hidrógeno verde en el SEIA", Chile, 2023.
- [12] Ministerio de Energía "Mi Casa Eficiente", Chile, 2023.

- [13] International PtX Hub "DISPONIBILIDAD DEL RECURSO HÍDRICO EN EL DESARROLLO DEL HIDRÓGENO VERDE Y SUS DERIVADOS EN CHILE", Chile, 2023.
- [14] ACADES "Carlos Foxley: 'La relación entre el hidrógeno verde y el agua es insoluble'", Chile, 2024.
- [15] 4e Chile "Informe de capacidad portuaria en Chile – Resumen ejecutivo", Chile, 2024.
- [16] Dialogadas "Participación ciudadana temprana e hidrógeno verde en Magallanes", Chile, 2023.
- [17] Contemporanea "Hidrógeno verde: 75 proyectos y casi US\$ 25 mil millones en el SEIA", Chile, 2023.
- [18] Fundación Terram "Rechazo a ingreso a evaluación ambiental del proyecto HNH Energy", Chile, 2023.
- [19] Biblioteca del Congreso Nacional "Ley marco de cambio climático", Chile, 2022.
- [20] Ministerio de Energía "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde", Chile, 2020.
- [21] Corfo "Noticias sobre desarrollo de hidrógeno verde en Chile", Chile, 2023.
- [22] PV Tech "Chile curtailed 6 TWh of solar PV and wind power in 2024", Chile, 2024.
- [23] AGCID "Brochure H₂ Verde Chile", Chile, 2022.
- [24] Banco Central de Chile "Hidrógeno verde en Chile: Oportunidades y desafíos", Chile, 2023.
- [25] Gobierno de Chile. "Informe sobre Costos de Desalinización y Consumo Energético en Plantas RO", Chile, 2020.
- [26] IRENA. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, 2020.
- [27] Asociación Chilena de Hidrógeno. "Reporte de Consumo de Agua para Producción de Hidrógeno Verde", Chile, 2021.
- [28] Ministerio del Medio Ambiente. "Costos asociados a la desalinización". En *Informe técnico sobre adaptación al cambio climático en recursos hídricos*, Santiago, Chile, 2020.
- [29] Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM). "Estudio de costos de plantas desaladoras en Chile", Valparaíso, Chile, 2020.
- [30] Global Water Intelligence. "Cost of desalination infrastructure: Updated global benchmarks", 2021.

- [31] TotalEnergies. "TotalEnergies seeks permit for \$16 billion green hydrogen project in Chile", Reuters, 2025.
- [32] El País. "Chile busca levantar a Magallanes como el enclave mundial del hidrógeno verde", Chile, 2025.
- [33] El País. "Hidrógeno verde: oportunidades y desafíos para el Estado", Chile, 2024.
- [34] Reuters. "Chile losing global green hydrogen head-start, companies say", 2024.
- [35] H2News. "Con taller de expertos se realiza estudio prospectivo de formación y empleo sobre hidrógeno verde en Magallanes", Chile, 2023.
- [36] Ministerio de Energía. "Guía de Hidrógeno Verde", Chile, 2023.
- [37] CORFO. "Curso de Hidrógeno Verde", Chile, 2023.
- [38] CORFO. "Ganadores Hidrógeno Verde", Chile, 2021.
- [39] CORFO. "Impulso a la industria de hidrógeno verde con llamados de programas tecnológicos", Chile, 2024.
- [40] Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación. "Desalinización: Oportunidades y desafíos para abordar la inseguridad hídrica en Chile", Chile, 2023.
- [41] Universidad de Chile. "Contribuciones al debate constitucional N°6: Desalinización de agua", Chile, 2021.
- [42] Biblioteca del Congreso Nacional. "Minuta: Desaladoras en Chile", Chile, 2020.
- [43] World Nuclear Association. "Nuclear desalination", 2021.
- [44] WIKA. "Electrólisis", 2023.
- [45] PTX Hub. "Guía para el desarrollo de proyectos de amoniaco verde en México", 2025.
- [46] InduAmbiente. "Claves del hidrógeno verde", Chile, 2023.
- [47] Firma SEA. "Publicaciones", Chile, 2023.
- [48] SEA. "Buscar Proyecto: HyEx", Chile, 2023.
- [49] Portal Portuario. "Buscan consolidar corredor de exportación de hidrógeno verde entre Países Bajos y Mejillones", Chile, 2023.
- [50] Reporte Sostenible. "Mejillones atrae a la industria del hidrógeno verde para realizar embarques a través de su puerto", Chile, 2023.
- [51] Comisión Nacional de Energía (CNE). "Plan de Expansión de la Transmisión 2022", Chile, 2023.

- [52] PV Magazine Latam. "El proyecto chileno de hidrógeno Haru Oni permite exportar a Europa y Estados Unidos 100.000 litros de combustible verde", 2024.
- [53] Pontificia Universidad Católica de Chile. "Exportación de amoníaco verde: un nuevo mercado para Chile", Chile, 2023.
- [54] 4e Chile. "Industria del amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización", Chile, 2022.
- [55] El Periódico de la Energía. "El hidrógeno verde y la crisis del agua", 2023.
- [56] ScienceDirect. "International Journal of Hydrogen Energy", 2023.
- [57] Reporte Sostenible. "Blog", Chile, 2023.
- [58] Ministerio de Energía. "Mi Casa Eficiente", Chile, 2023.
- [59] SEA. "Proyectos para la generación de hidrógeno verde en el SEIA", Chile, 2023.
- [60] ACADES. "Carlos Foxley: 'La relación entre el hidrógeno verde y el agua es insoluble'", Chile, 2024.
- [61] Dialogadas. "Participación ciudadana temprana e hidrógeno verde en Magallanes", Chile, 2023.
- [62] H2Chile. "Asociación Chilena de Hidrógeno", Chile, 2023.
- [63] Acciona. "Agua", España, 2023.
- [64] AES Andes. "AES Chile ingresa al SEA evaluación de impacto ambiental del proyecto Inna", Chile, 2023.
- [65] SENCE. "SENCE se suma a mesa que impulsa el hidrógeno verde en La Araucanía", Chile, 2023.
- [66] Thyssenkrupp Nucera. "Future Solutions", Alemania, 2023.
- [67] Green Hydrogen Systems. "Technology", Dinamarca, 2023.
- [68] Rumbo Minero. "Ingresa tramitación ambiental hidrógeno verde Volta", Chile, 2023.
- [69] SEA. "Ficha del Proyecto Volta", Chile, 2023.
- [70] Jufu Water. "Jufu Water", China, 2023.
- [71] Conexión Energía, "¿En qué está el proyecto Kimal–Lo Aguirre, ¿clave para las metas de descarbonización en Chile?", Chile, 2023.
- [72] Portal Minero, "Kimal–Lo Aguirre, proyecto clave para la descarbonización: permitirá transportar energías a lo largo de más de 1.300 kilómetros", Chile, 2023.

[73] Norte y Energía, “Universidad de Atacama y Conexión Kimal–Lo Aguirre impulsan alianza estratégica para acelerar la transición energética y la formación técnica en la región”, Chile, 2023.

[74] Energía Estratégica, “ACENOR propuso diversas medidas para bajar las tarifas de los usuarios libres en Chile”, Chile, 2023.

[75] Nueva Minería, “Precios de la electricidad en Chile siguen siendo altos en comparación con otros países”, Chile, 2023.

[76] Coordinador Eléctrico Nacional, “Costos marginales”, Chile, 2023.

[77] Ministerio de Energía, “Reporte de proyectos – febrero 2025”, Chile, 2025.

[78] Energía Estratégica, “Precios a la baja, nuevos modelos de negocio y autonomía energética: así avanzan los sistemas BESS en LATAM”, Chile, 2023.

[79] Ammonia Energy, “More renewable projects progress in Chile”, Estados Unidos, 2023.

[80] IMARC Group, “United States Green Ammonia Market”, Estados Unidos, 2024.

[81] IMARC Group, “Japan Green Ammonia Market”, Japón, 2024.

[82] Ammonia Energy, “HyEx: Ammonia from the Chilean Desert”, Estados Unidos, 2024.

[83] Desalación de Agua de Mar: Situación en Chile y en el Mundo” (ALADYR, 2019)